

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут телекомунікаційних систем
Кафедра Інформаційно-телекомунікаційних мереж**

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Лариса ГЛОБА

«__» _____ 2020 р.

Дипломна робота
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Інформаційно-комунікаційні
технології»
спеціальності 172 «Телекомунікації та радіотехніка»
на тему: «Система управління мережею MicroGrid»

Виконав:

студент IV курсу, групи ПІ-61
Волчан Дмитро Вячеславович

Керівник:

Асистент кафедри ІТМ ІТС
Курдеча Василь Васильович

Рецензент:

Доцент кафедри ТК ІТС, к.т.н., с.н.с.
Міночкін Дмитро Анатолдійович

Засвідчую, що у цій дипломній роботі
немає запозичень з праць інших авторів
без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут телекомунікаційних систем
Кафедра Інформаційно-телекомунікаційних мереж

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 172 «Телекомунікації та радіотехніка»

Освітньо-професійна програма «Інформаційно-комунікаційні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Лариса ГЛОБА

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломну роботу студенту
Волчану Дмитру Вячеславовичу

1. Тема роботи «Система управління мережею MicroGrid», керівник роботи асистент кафедри інформаційно-телекомунікаційних мереж ІТС Курдеча Василь Васильович, затверджені наказом по університету від «30» березня 2020 р. № 924-с

2. Термін подання студентом роботи 8 червня 2020 р.

3. Вихідні дані до роботи: існуюча система управління мережі MicroGrid, топологія Smart Grid.

4. Зміст роботи:

4.1) Аналіз діючої енергетичної інфраструктури та висвітлення основних технічних можливостей та переваг мережі MicroGrid відносно існуючої електромережі.

4.2) Огляд та порівняння стратегій управління мережами MicroGrid.

4.3) Модифікація методу управління мережі MicroGrid для підвищення ефективності та покращення генерації енергії в мережі.

4.4) Оцінка ефективності запропонованого рішення.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (із зазначенням плакатів, презентацій тощо)

5.1) Тема дипломної роботи.

5.2) Актуальність теми та мета роботи.

5.3) Огляд існуючих електромереж.

5.4) Аналіз розумних електромереж.

5.5) Визначення та технічні характеристики мереж MicroGrid.

5.6) Архітектура та методи дослідження мереж MicroGrid.

5.7) Порівняння та характеристика основних систем управління розумними мережами, порівняння централізованого та децентралізованого методу.

5.8) Архітектура та ієрархічні рівні управління мережею MicroGrid.

5.9) Методи прогнозування та оцінка стану електромереж.

5.10) Аналіз основних рівнів управління мережею MicroGrid.

5.11) Особливості керування сонячною енергією в мережах MicroGrid.

5.12) Система управління сонячною енергією в мережі.

5.13) Адаптивний алгоритм системи стеження за сонцем у реальному часі.

5.14) Підвищення ефективності системи керування сонячною енергією.

5.15) Висновки.

6. Дата видачі завдання: 22 вересня 2019 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз отриманого завдання	13.10.2019	виконано
2	Аналіз існуючої енергетичної інфраструктури та виявлення її недоліків	26.12.2019	виконано
3	Дослідження та порівняння архітектури розумних мереж та MicroGrid	09.03.2020	виконано
4	Визначення та порівняння стратегій управління мережею MicroGrid	12.04.2020	виконано

5	Участь у конференції ХІІ «ПРІТС-2020»	16.04.2020	виконано
6	Аналіз переваг використання сонячної енергії	23.05.2020	виконано
7	Вдосконалення системи керування мережею MicroGrid з використанням сонячних батарей	07.06.2020	виконано
8	Висновки	08.06.2020	виконано

Студент

Дмитро ВОЛЧАН

Керівник

Василь КУРДЕЧА

РЕФЕРАТ

Робота містить 71 сторінки, 21 рисунок та 3 таблиці. Було використано 44 джерела.

Мета роботи: підвищити ефективність управління мережею Microgrid за рахунок вдосконалення системи управління електроенергією сонячних батарей для роботи в режимі реального часу.

В даній роботі наведено огляд розумних електромереж, їх роль та взаємодія з існуючими електромережами. Розглядаються різні методи та системи управління мережами MicroGrid, проводиться їх аналіз, характеристика та порівняння, надається характеристика основних рівнів керування мережею MicroGrid.

Надається аналіз основних переваг управління сонячною енергією відносно інших джерел енергії в мережі MicroGrid. Досліджується алгоритм визначення положення сонця та враховується вплив погодних умов в реальному часі. Показано, що даний метод підвищує ефективність системи накопичення енергії порівняно з традиційними системами управління енергією.

Ключові слова: MicroGrid, Smart Grid, енергосистема, енергія, сонячна батарея, сонячний трекер, управління, контроль, система, розподільна генерація.

ABSTRACT

The work contains 71 pages, 21 figures and 3 table. 44 sources have been used.

Goal: improve the efficiency of Microgrid network management by improving the solar power management system for real time operation.

This paper provides an overview of smart grids, their role and interaction with existing grids.

It discusses the various methods and systems for managing the MicroGrid network, analyzes, characterizes, and compares them, and describes the main layers of MicroGrid network management.

The main advantages of solar energy management over other sources of energy in the MicroGrid network are analyzed. The algorithm for determining the position of the sun is investigated and the influence of real-time weather conditions is taken into account. It is shown that this method increases the efficiency of the energy storage system in comparison with traditional energy management systems.

Keywords: MicroGrid, Smart Grid, power system, power, solar panel, solar tracker, management, control, console, system, distributed generation.

ЗМІСТ

ВСТУП	11
РОЗДІЛ 1.....	13
ОГЛЯД МЕРЕЖ MICROGRID	13
1.1. Існуючі електромережі.....	13
1.2. Розумні електромережі	14
1.3. Огляд мереж MicroGrid.....	16
1.4. Що таке MicroGrid.....	17
1.5. Архітектура MicroGrid	20
Висновки:	24
РОЗДІЛ 2.....	25
ІСНУЮЧІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ МЕРЕЖАМИ MICROGRID.....	25
2.1 Функції керування	25
2.2 Роль інформаційно-комунікаційних технологій	26
2.3 Архітектура управління MicroGrid.....	28
2.4 Централізоване та децентралізоване керування.....	31
2.5 Прогнозування факторів впливу та елементів керування.....	36
2.6 Оцінка стану.....	39
2.7 Основні рівні управління.....	42
Висновки:	45
РОЗДІЛ 3.....	47
ВДОСКОНАЛЕНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ МЕРЕЖЕЮ MICROGRID СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	47

3.1	Microgrid сонячної енергії	47
3.2	Система управління енергією в Solar MicroGrid.....	50
3.3	Підвищення ефективності системи керування сонячною енергією....	54
	Висновки:	66
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ	67
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	68

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

MG	MicroGrid
ІКТ	Інформаційно-телекомунікаційні технології
DG	Distributed generation
ДВЗ	Двигуни внутрішнього згоряння
ФЕ	Фотоелектричні елементи
BT	Вітряні турбіни
DER	Distributed Energy Resources
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
EPRI	Electric Power Research Institute
DS	Distributed storage
DSP	Digital signal processor
RD&D	Research, Development, and Demonstration
ESCO	Energy service company
RES	Renewable energy sources
W3C	World Wide Web Consortium
SOA	Service-oriented architecture
EM	Electronic mater
RTU	Remote terminal unit
AMR	Automated meter reading
DMS	Distributed management system
DSO	Distribution system operators
IED	Intelligent electronic devices
AMI	Advanced meter infrastructure
HV	High-voltage
MV	Medium-voltage
LV	Low-voltage
MC	Microsource controller
MGCC	Microgrid central controller

PV	Photovoltaic
CHP	Combined Heat and Power
ARMA	Autoregressive moving average
EGARCH	Exponential generalized autoregressive conditional heteroscedasticity models
SE	State estimation
DSE	Distribution state estimation
WLS	Weighted least-squares
MSE	MicroGrid state estimator
NTP	Network topology processor
ESS	Energy supply system
MPPT	Maximum power point tracking
EMS	Energy management system
AC	Alternating current
DC	Direct current
PCC	Point of common coupling
SOC	State of charge
STC	Standard Test Conditions

ВСТУП

Актуальність: На сьогодні існуючі електромережі України та світу створені на основі застарілих конструкцій минулого століття. Це є однією з основних причин труднощів розширення існуючої електромережі. Зважаючи на постійно зростаючий попит на електроенергію та постійне зростання цін на енергоресурси виникає необхідність створення розумних мереж. Розумні мережі можуть працювати як окремо, так і спільно з існуючою електромережею.

Smart Grid, зокрема і MicroGrid використовують інноваційні продукти і послуги, а також інтелектуальні технології моніторингу, управління, зв'язку та самовідновлення. MicroGrid можуть також працювати, коли вони ізольовані від основної мережі, в разі збоїв або катастроф, підвищуючи тим самим якість електропостачання, гарантуючи якість та безперебійність послуг. Такі мережі є екологічно-чистими та знижують до мінімуму викиди шкідливих газів у повітря.

Найбільш ефективним методом генерації є сонячні джерела енергії. Необхідно використовувати якнайбільш вигідну систему управління та обробки енергії. Аналіз та обробка даних в реальному є найбільш підходящим методом для підвищення ефективності управління MicroGrid.

Робота виконана в рамках НДР № 2218 "Гетерогенна мережа збору, передачі та обробки інформації для системи розподіленої генерації MicroGrid"

Об'єктом роботи є процес управління мережею MicroGrid.

Предметом роботи є метод управління мережею MicroGrid.

Мета роботи: підвищити ефективність управління мережею Microgrid за рахунок вдосконалення системи управління електроенергією сонячних батарей для роботи в режимі реального часу.

Для досягнення мети дослідження було поставлено та вирішено такі **основні задачі:**

1. Проаналізувати діючу енергетичну інфраструктуру та висвітлити основні технічні можливості та переваги мережі MicroGrid відносно існуючої електромережі.
2. Оглянути та порівняти стратегії управління мережами MicroGrid.
3. Модифікувати метод управління мережі MicroGrid для підвищення ефективності та покращення генерації енергії в мережі.
4. Оцінити ефективність запропонованого рішення.

Теоретичний результат роботи: Запропоновано модифікований метод управління мережею MicroGrid на основі управління енергією від сонячних панелей в режимі реального часу.

Практичний результат роботи: Запропонований метод може використовуватися у подальших дослідженнях та побудовах систем управління енергією в реальному часі.

РОЗДІЛ 1.

ОГЛЯД МЕРЕЖ MICROGRID

1.1. Існуючі електромережі

В умовах зростання попиту на електроенергію на фоні збільшення витрат і впливу на навколишнє середовище, пов'язаного зі спалюванням викопного палива, потрібно вдосконалювати способи управління попитом та інтеграцію поновлюваних джерел енергії в основну енергетичну систему. Головною перешкодою для розвитку електроенергетики є нинішній застарілий характер електромережі. Призначена для обслуговування централізованої системи виробництва, передачі та розподілу електроенергії, вона неохоче адаптується до нових технологій і рішень. Це останній сектор, що досі надає критично важливі послуги клієнтам без зворотного зв'язку в режимі реального часу про те, як його послуги використовуються користувачами. Традиційно електромережа працює як система з відкритим контуром, в якій не фіксувалися дані в реальному часі для таких речей, як миттєвий попит, профілі споживання або продуктивність системи. Ця система з відкритим контуром не може зберігати енергію, не може використовувати поновлювані джерела енергії, такі як вітер, сонце, біомаса, і хвилі /припливи, з їх переривчастою поведінкою, та не може охопити всі системи управління, необхідні для досягнення операційної ефективності та енергозбереження. Побудована в минулому столітті електромережа є односторонньою ієрархічною системою, в якій електроенергія виробляється і використовується на основі збереження даних про споживання, а не на основі попиту в реальному часі. Таким чином, система перевантажена, щоб витримувати пікові непостійні навантаження. Це означає, що дорогі активи системи не використовуються ефективно в будь-який зручний час[1]. Звичайні централізовані системи, як правило, втрачають значну кількість електроенергії через неефективність, а також стикаються з проблемами, пов'язаними зі зростанням попиту та витрат, скороченням пропозиції,

зниженням резервних запасів і необхідністю звести до мінімуму вплив на навколишнє середовище.

За свою історію постачальники енергії не стикалися з такою кількістю різноманітних і одночасних проблем як зараз, що показані на рис. 1.1.

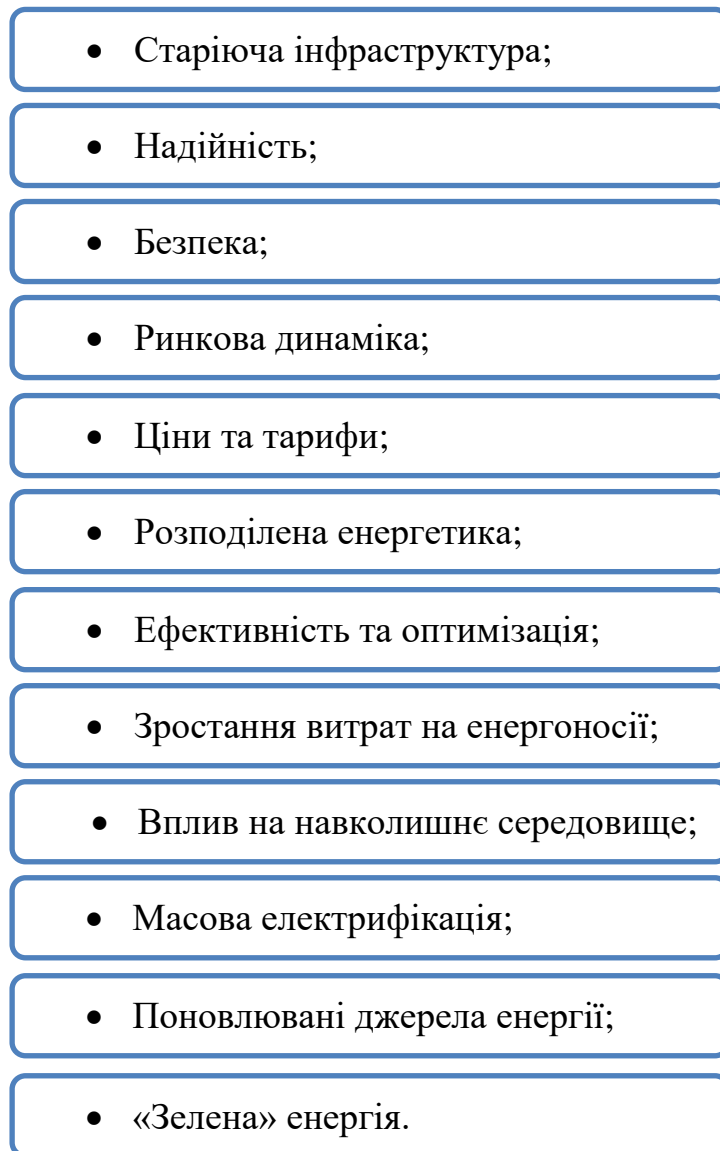


Рис. 1.1 Діючі проблеми постачання енергії

1.2. Розумні електромережі

В основі кризи лежить нездатність традиційних електромереж реагувати на такі виклики без серйозної технологічної модернізації їх інфраструктури. Крім цього, така модернізація вимагає створення інтелектуального рівня управління, який повинен розміщуватися поверх електромережі. На жаль, цей рівень не може бути впроваджений в рамках

існуючих електромереж комунальних підприємств. Потрібна нова і вдосконалена електромережа. Такі мережі відомі як «Розумна мережа» або «Smart Grid». Як видно з таблиці 1.1, мережа наступного покоління являє собою конвергенцію інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) з енергетикою. Мережа Smart Grid реалізовується за допомогою стратегічних імплантатів розподілених систем управління та моніторингу в рамках існуючих електромереж і паралельно з ними. Таке органічне зростання дозволить комунальним підприємствам перенести більшу частину навантаження і функцій старої мережі в нову, покращуючи і підвищуючи таким чином якість своїх найважливіших послуг.

Таблиця 1.1

Порівняння існуючої та розумної мережі

Існуюча мережа	Smart Grid
Електромеханічна	Цифрова
Односторонній зв'язок	Двосторонній зв'язок
Централізована генерація	Розподілена генерація(DG)
Ієрархічна	Мережева
Невелика кількість датчиків	Датчики всюди
Відсутність моніторингу	Самоспостереження
Ручна реставрація	Самоусунення недоліків
Збої і відключення	Адаптація і острівний режим
Ручна перевірка	Дистанційна перевірка
Обмежений контроль	Розширений контроль
Невелика кількість клієнтів	Значна кількість клієнтів

Як показано на рис. 1.2, розумні мікромережі утворюють взаємопов'язану мережу розподілених енергосистем (навантажень і ресурсів), які можуть функціонувати як у складі загальної енергосистеми, так і окремо від неї.

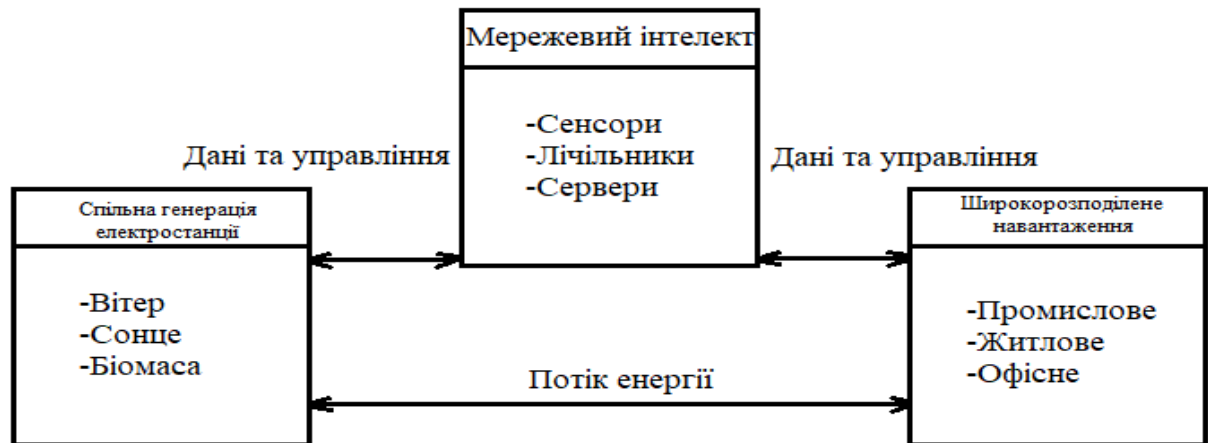


Рис. 1.2 Топологія Smart Microgrid

Таким чином, розумні мікромережі стають базовими елементами майбутньої розумної мережі[2]. Розумна мережа не може замінити існуючу електромережу, а повинна бути еволюційним доповненням до неї.

1.3. Огляд мереж MicroGrid

Проникнення розподіленої генерації (DG) в електричні розподільні системи з роками зростає, особливо в розвинених країнах. Розподілена генерація включає в себе широкий спектр технологій первинних двигунів, таких як двигуни внутрішнього згоряння (ДВЗ), газові турбіни, мікротурбіни, фотоелектричні (Фе), паливні елементи і вітряні турбіни (ВТ). Ці технології, спільно іменовані «розподіленими енергоресурсами» (DER), можуть істотно скоротити викиди вуглецю, тим самим скорочуючи викиди парникових газів. Інша мета полягає у збільшенні внеску компонента відновлюваних джерел енергії (вітрової, сонячної та гідроенергетичної), що дозволить подолати проблеми виснаження джерел енергії на основі вугілля та газу. Наявність розподіленої генерації може підвищити якість і надійність електроенергії. Застосування обладнання для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, де це необхідно, призводить до підвищення енергоефективності. Ще однією важливою перевагою впровадження DER є скорочення втрат енергії в розподільних мережах і, отже, витрат для споживача.

Для реалізації потенціалу розподіленої генерації (DG) зручно застосовувати системний підхід. Тут РГ і пов'язані з нею навантаження об'єднуються в підсистему або «MicroGrid». Такий підхід дозволяє здійснювати локальне управління РГ, тим самим знижуючи або усуваючи необхідність в централізованій диспетчеризації. Під час збурень генерація і відповідні навантаження можуть відділятися від розподільної мережі, щоб ізолювати навантаження мікромережі від збурень (підтримуючи високий рівень надійності обслуговування), не порушуючи цілісність передавальної мережі. Навмисна розв'язка РГ і навантажень потенційно може забезпечити більш високу локальну надійність, ніж та, яка забезпечується енергосистемою в цілому[3]. Роберт Лассетер запропонував підхід, що передбачає забезпечення управління на базі РГ, що дозволяє створити модель «plug-and-play» без зв'язку та індивідуального проектування для кожної ділянки[4]. Ця концепція отримала подальший розвиток в консорціуму технологічних рішень по електричній надійності (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, CERTS) MicroGrid, яка є першою в світі повномасштабною, інверторною, розподіленою генеруючою Мікромережею[5]. CERTS була утворена в 1999 році з метою дослідження, розробки та комерціалізації нових методів, інструментів і технологій для захисту та підвищення надійності електроенергетичних систем США. CERTS є консорціумом за участю університетів, національних лабораторій і промисловості[6].

1.4. Що таке MicroGrid

MicroGrid – це група взаємопов'язаних навантажень і розподілених енергоресурсів в межах чітко визначених електричних кордонів, яка діє як єдиний керований об'єкт, що може під'єднуватися і відключатися від мережі, щоб вона могла працювати як в режимі підключення до мережі, так і в острівному режимі. Це визначення прийнято Міністерством енергетики США та науково-дослідним інститутом електроенергетики (EPRI). З цього визначення випливають три основні ідеї:

- MicriGrid – це інтеграційна платформа для джерел живлення, накопичувачів і ресурсів попиту (керованих навантажень), розташованих в локальній розподільній мережі. У концепції мікромережі увага зосереджена на локальній подачі електроенергії до довколишніх навантажень, тому моделі агрегаторів, які не враховують фізичне розташування генераторів і навантажень не є мережами MicroGrid.

- MicroGrid має бути здатна працювати як в нормальному стані (підключена до мережі), так і в аварійному стані (острівний режим). Більшість мікромереж здебільшого працюють в режимі мережевого з'єднання, таким чином, основні переваги концепції MicroGrid будуть впливати з експлуатаційного стану мережевого з'єднання. Для забезпечення довгострокової експлуатації в острівному режимі, мережа MicroGrid повинна відповідати високим вимогам до розмірів сховищ і номінальної потужності мікрогенераторів для безперебійної подачі навантажень[7].

- Оператор MicroGrid – це щось більше, ніж агрегатор малих генераторів, або постачальник мережеских послуг, або контролер навантаження, або регулятор викидів – він виконує всі ці функції і служить безлічі економічних, технічних і екологічних цілей[9].

Слід зазначити, що DER включають як DG, так і розподілене сховище (DS). РС потрібно в тих випадках, коли генерація і навантаження не можуть бути точно узгоджені. Місткість сховища визначається з точки зору часу, протягом якого номінальна енергетична ємність може покрити навантаження при номінальній потужності.

DS може забезпечити наступні переваги:

- він стабілізує і дозволяє блокам DG працювати на постійній і стабільній потужності, не схильній до впливу коливань навантаження;
- забезпечує пропускну здатність при динамічних коливаннях первинної енергії (наприклад, сонячної, вітрової та гідроенергетичної);
- дозволяє DG безперебійно працювати як диспетчерська установка;

- може гасити пікові стрибки навантаження попиту, забезпечуючи проходження сигналу відключення, коли резервні генератори відповідають на запит[8].

Схема мережі MicroGrid та її компоненти показані на рис. 1.3. Вона складається з групи радіальних фідерів(1-3), які можуть бути частиною розподільної системи або електричної системи будівлі. Існує єдина точка підключення до електромережі, що називається точкою загального зв'язку (ТЗС).

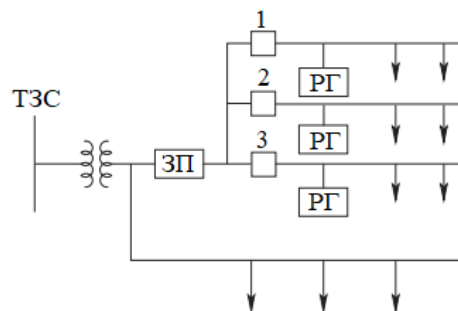


Рис. 1.3 Схема MicroGrid

Фідери 1-3 мають чутливі навантаження, що вимагає місцевого генерування. Фідери можуть від'єднуватися від мережі за допомогою з'єднувального перемикача (ЗП), який може бути статичним (може працювати протягом циклу). Є три РГ, які керуються тільки за допомогою вимірювання місцевих напруг і струмів. При виникненні проблем з живленням енергосистеми, ЗП розмикається, ізолюючи чутливі навантаження від електромережі. Таким чином передбачається, що є достатня кількість генерації для задоволення попиту в мікромережі. Коли мікросистема підключена до мережі, електроенергія від місцевої генерації може постачати нечутливі навантаження. У концепції CERTS MicroGrid передбачається, що кожен компонент мережі працює в режимі plug-and-play з автономним управлінням в одноранговій концепції. Це означає, що в MicroGrid немає центрального контролера або запам'ятовуючих пристроїв. Це також означає, що мережа MicroGrid може продовжувати працювати,

навіть коли один з РГ виходить з ладу. Plug-and-play передбачає, що пристрій може бути розміщено в будь-якому місці без перебудови елементів управління. Модель «plug-and-play» полегшує розміщення генераторів поблизу теплових навантажень. Важливим компонентом є система ЗП, яка підключає або відключає MicroGrid від решти розподільної мережі. Вона об'єднує різні функції, включаючи перемикання живлення, захисне реле, облік і зв'язок з цифровим сигнальним процесором (DSP).

1.5. Архітектура MicroGrid

MicroGrid (MG) - це об'єднання побутових розподілених навантажень і низьковольтних (НВ) розподілених джерел енергії, таких як мікротурбіни, вітряні турбіни, фотоелектричні (ФЕ) і накопичувальні пристрої. Мікромережі поміщаються в низьковольтні (НВ) і середньовольтні (СВ) розподільні мережі. З цього випливають важливі наслідки. З численними мікроджерелами, підключеними на рівні розподільних мереж, виникають нові проблеми, такі як:

- стабільність системи;
- якість електроенергії;
- робота мережі.

Ці проблеми повинні вирішуватися шляхом застосування передових методів управління на низьковольтних/ середньовольтних рівнях, а не на високовольтних, що є звичайним явищем при управлінні звичайними енергосистемами. Іншими словами, розподільні мережі (сторона попиту) повинні перейти від пасивної ролі до активної. Спрощена архітектура MicroGrid показана на рис. 1.4

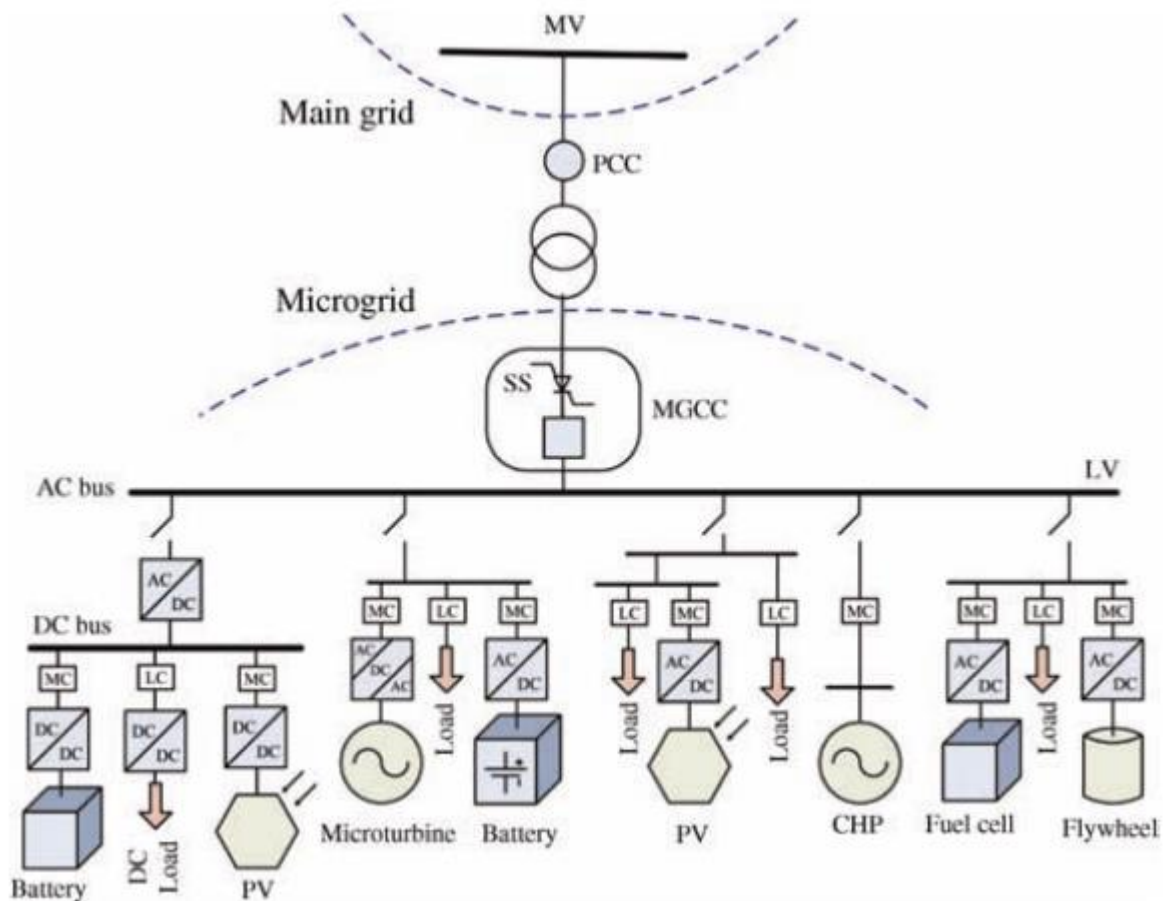


Рис. 1.4 Спрощена структура MicroGrid[44]

Дана мережа складається з групи радіальних фідерів, що входять до складу розподільної системи. Внутрішнє навантаження може бути розділене на чутливе/критичне і нечутливе/некритичне через окремі фідери. Чутливі навантаження повинні завжди живитися одним або декількома мікроджерелами, в той час як нечутливі навантаження можуть бути відключені в разі непередбачених обставин або серйозних завад. Фідери кожного агрегату мають автоматичний вимикач і регулятор потоку потужності, керований центральним контролером або диспетчером енергії. Автоматичний вимикач використовується для відключення фідерів (і пов'язаного з ними блоку), щоб уникнути впливу сильних завад через мережу MG. Вона підключається до розподільчої системи через точку загального зв'язку (PCC) через статичний перемикач (SS). Статичний перемикач здатний

відключити MG для проведення технічного обслуговування або при виникненні несправності або непередбачених обставин.

Існує чотири класи MicroGrid:

- Єдиний об'єкт MicroGrid.

До них відносяться промислові та комерційні будівлі, житлові будівлі та лікарні. Навантаження зазвичай не перевищують 2 МВт. Ці системи мають низьку інерційність і вимагають резервної генерації для роботи поза мережею. Мікромережі повинні проектуватися для покращення доступності та якості електроенергії. Навантаження, такі як в лікарні, вимагають плавного переходу між підключенням до мереж і острівним режимом.

- Декілька об'єктів MicroGrid.

У цю категорію входять навчальні містечка і житлові, комерційні та промислові комплекси, які мають кілька будівель, розкиданих по території. Діапазон навантаження може варіюватися від 2 до 5 МВт. Необхідно забезпечити високу якість та надійність електроенергії.

- MicroGrid фідерів.

Ці мікромережі призначені для управління генерацією та/або навантаженням всіх об'єктів всередині розподільного фідера. Навантаження або генерація може варіюватися в діапазоні 5-10 МВт. MicroGrid фідерів може включати в себе менші за розміром мікромережі, одну або кілька установок.

- MicroGrid підстанцій

Ці мікромережі керують генерацією та/або навантаженням всіх об'єктів, підключених до розподільної підстанції (потужністю від 5 до 10 МВт і більше). Вони мікромережі включають певну генерацію, підключену безпосередньо до підстанції та розподілену генерацію. Мікромережі на рівні фідерів і об'єктів можуть бути включені в мікромережі підстанцій. Основною метою є поліпшення якості електроенергії та підвищення її доступності для споживачів.

Історично розвиток РГ відбувався в контексті електрифікації ізольованих спільнот і резервного генерування для критичних навантажень. Електрифікація віддалених громад в країнах, що розвиваються і на географічних островах є одним з основних видів застосування DER і розвитку MicroGrid. Потреби в енергії задовольняються за рахунок відновлюваних джерел (малих гідроелектричних станцій, сонячних фотоелектричних батарей і вітряних електростанцій) на додаток до дизельних генераторів. Однією з основних характеристик віддалених мікромереж є те, що вони розраховані на обслуговування всього навантаження поряд з достатнім рівнем резервної потужності для управління непередбаченими ситуаціями. Балансування потужності/енергії між змінним навантаженням і переривчастою генерацією потребує наявності стратегій для підтримки бажаного рівня надійності. Ізольовані мікромережі можуть бути створені на розподілі постійного струму для підвищення ефективності та зниження витрат.

На даний момент дослідницька програма повинна зосереджуватися на трьох взаємодоповнюючих областях:

- Оперативні питання MicroGrid, такі як захист, комутація, диспетчеризація, контроль, управління тощо;
- Регулювання та стандартизація компонентів, інтерфейсів та підсистем мережі;
- Зв'язок, обмін повідомленнями, мережа даних та автоматизація інтелектуальних мікромережових компонентів та систем.

Однією з основних перешкод, що не дає розвиватися розумним мережам, є необхідність перевірки та затвердження технології в умовах, максимально наближених до реальних, до того часу, поки такі підсистеми не стануть повноцінною частиною електромережі. MicroGrid зазвичай проектується як платформа RD&D (дослідження, розробка і демонстрація), де використовуються існуючі і майбутні технології в області телекомунікацій, інтелектуальних дослідів, спільного виробництва та аналізу

для розробки і кваліфікації найбільш надійних, економічно ефективних і масштабованих рішень, необхідних для полегшення і стимулювання еволюції і появи розумних мереж в тій чи іншій формі.

Висновки:

1. Був проведений огляд існуючих електромереж та розумних мереж, зокрема MicroGrid.
2. Проведено їх аналіз та порівняння на основі технічних можливостей та переваг. До тих пір, поки існуюча електромережа повністю не замінена розумною мережею, вона буде і повинна співіснувати з існуючою електричною мережею, додаючи та/або підвищуючи її функціональні можливості та потужність в міру подальшого розвитку.
3. Показано, що MicroGrid є «будівельними блоками розумних мереж» та є найбільш перспективною новою мережевою структурою.

РОЗДІЛ 2.

ІСНУЮЧІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ МЕРЕЖАМИ MICROGRID

2.1 Функції керування

Як показано в таблиці 2.1, функціональні можливості Microgrid можна поділити на три групи.

Таблиця 2.1

Загальні функціональні можливості системи[13]

Головний мережевий інтерфейс	<ul style="list-style-type: none"> • Рішення для мережевого та острівного режиму • Ринкова експлуатація • Головне управління
Управління MicroGrid	<ul style="list-style-type: none"> • Контроль частоти та напруги • Керування активною та реактивною потужністю • Управління навантаженням • «Чорний старт»
Локальний контроль та безпека	<ul style="list-style-type: none"> • Моніторинг безпеки • Керування первинною частотою та напругою • Керування первинною активною/реактивною потужністю • Керування зарядом

Нижній рівень тісно пов'язаний з окремими компонентами і локальним управлінням (мікроджерела, накопичувачі, навантаження і електронні інтерфейси), середній рівень – із загальним управлінням MicroGrid і верхній рівень – з інтерфейсом до головної мережі. Далі ці рівні розглянемо більш детально[14].

- Головний мережевий інтерфейс

Основна взаємодія з головною мережею пов'язана з участю в ринку, а точніше з імпортом або експортом енергії відповідно до рішень ESCO.

- Внутрішній контроль MicroGrid

Цей рівень включає в себе всі функціональні можливості всередині MicroGrid, які вимагають співпраці більш ніж двох учасників. Функції, що є всередині цього рівня:

- прогнозування навантаження і RES;
- скидання та узгодження навантаження;
- виділення та розподіл задач;
- контроль вторинної напруги та частоти;
- контроль вторинної активної та реактивної потужності;
- моніторинг безпеки;
- «чорний старт».
- Локальний контроль

Цей рівень включає в себе всі функції, які є локальними і виконуються одним DG, сховищем або керованим навантаженням, а саме:

- функції захисту;
- первинне управління напругою / частотою;
- первинне управління активної / реактивної потужністю,
- управління зарядом батареї.

Слід зазначити, що ці функції відносяться до нормального режиму роботи. Вони можуть змінюватися в критичному або аварійному стані. Нормальний стан охоплює як острівний, так і мережевий режим. Роль інформаційних та комунікаційних технологій має вирішальне значення для відповідних функцій контролю.

2.2 Роль інформаційно-комунікаційних технологій

Інформаційно-комунікаційні технології (ІКТ) є найважливішим компонентом розумних мереж електропостачання. Поза всяким сумнівом, збір та експлуатація цих електромереж, включаючи мікромережі, повинні підтримуватися складними інформаційними системами (ІС) і вдосконаленими мережами зв'язку. На сьогодні в розподільних системах використовується або випробовується не так багато технологій, і очікується, що в найближчі роки їх буде використовуватися набагато більше. Звичайний

підхід полягає у використанні існуючих рішень в якості відправної точки для розробки нових додатків для мікромереж. Основні технологічні області:

- Мікропроцесори

Сучасні мікропроцесори широко використовуються в MicroGrid, дозволяючи створювати складні інвертори і розробляти контролери навантаження або інші активні компоненти всередині мікромереж. Вони також забезпечують достатню обчислювальну потужність, комунікаційні можливості і складне програмне забезпечення за низькими цінами.

- Комунікації

Останнє десятиріччя характеризується стрімким розвитком комунікаційних мереж і систем. Ці мережі забезпечують достатню пропускну здатність і можуть запропонувати різні послуги користувачам. Очевидно, що активний контроль над мікромережами здійснюється на існуючих комунікаційних інфраструктурах з метою зниження витрат.

- Програмне забезпечення

Сервісно-орієнтована архітектура (SOA) – це сучасний напрям у побудові інформаційних систем. Основою цього підходу є веб-сервіс. W3C[15] (World Wide Web Consortium) визначає «веб-сервіс» як «програмну систему, розроблену для підтримки функціонально сумісної взаємодії типу машина-машина через мережу»[16]. Існує багато визначень поняття SOA. Тут SOA визначається як набір веб-служб, правильно організованих у кілька шарів, здатних вирішити набір складних проблем[17].

- Інтернет енергії

Інтернет енергії – це використання технологій, розроблених для мережі Інтернет, що дозволяє зменшити витрати на встановлення та обслуговування спеціалізованих пристроїв для управління DG та навантаженням. При такому підході всі додатки для побутового управління є програмним забезпеченням обчислюваних пристроїв: смарт-телевізор або Інтернет шлюз.

2.3 Архітектура управління MicroGrid

Ієрархічні рівні управління

Не існує загальної структури архітектури управління MicroGrid, так як конфігурація залежить від типу мікромережі або існуючої інфраструктури. Перш ніж аналізувати архітектуру управління і контролю MicroGrid, розглянемо сучасні розподільні системи. На рисунку 2.1 представлені основні частини інфраструктури контролю та управління типовою розподільною системою з підвищеним проникненням DG.

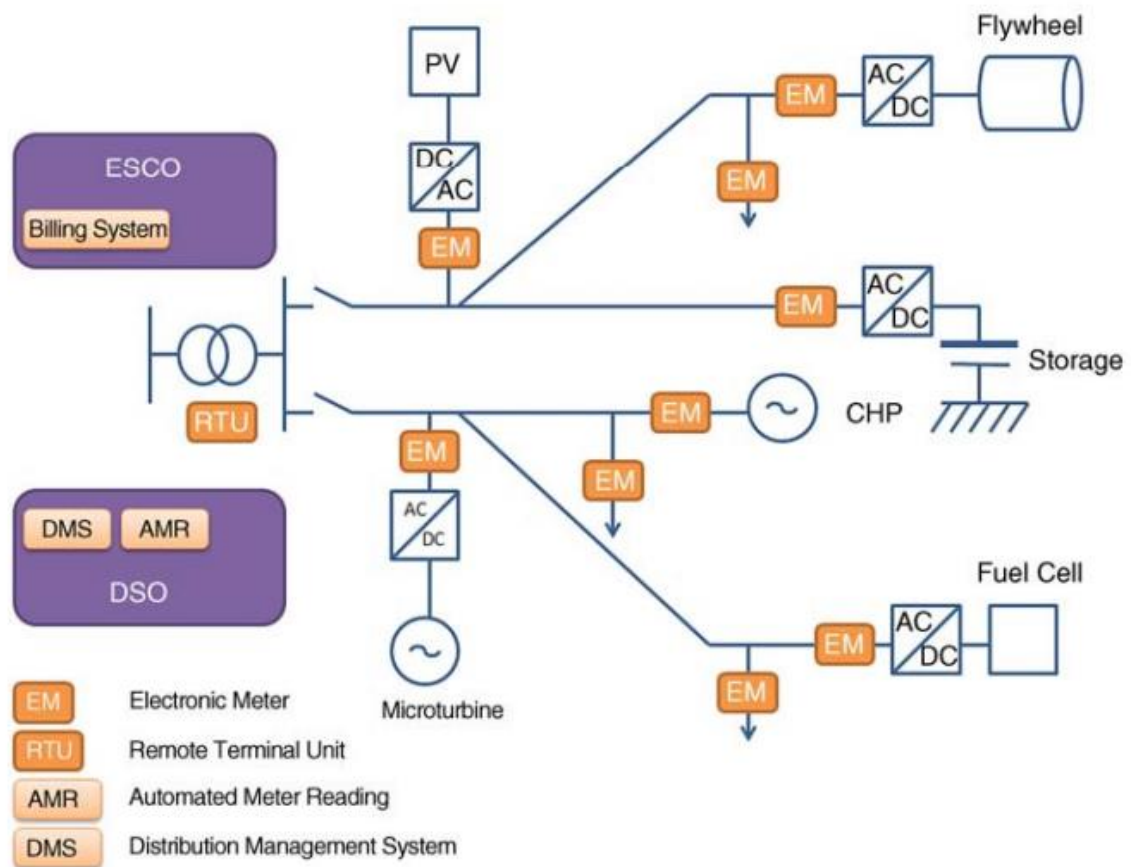


Рис. 2.1 Типова структура управління розподільною системою

Можна виділити систему управління розподільними мережами (DMS) і автоматизовану систему зчитування показань лічильників (AMR). DMS в основному відповідає за моніторинг основних підстанцій HV/MV і, можливо, деяких критичних підстанцій MV/LV. Апаратна система складається з головного сервера і кількох віддалених термінальних блоків (RTU) або інтелектуальних електронних пристроїв (IED), розподілених по всій

розподільній системі. Зазвичай DMS не контролює ні DG/RES (за винятком деяких великих інсталяцій в певних випадках), ні навантаження[18]. Типовими діями при керуванні є переконфігурація мережі, перемикання головних фідерів, а також управління напругою за допомогою перемикання конденсаторів або перемикання трансформаторних кранів (в основному, вручну). Система AMR відповідає за збір електронних показань лічильників і використовується в основному для виставлення рахунків. На рисунку 2.1 ми не розглядаємо наявність розвиненої інфраструктури лічильників (AMI), так як вона розглядається далі, як частина системи управління мікромережами. Наявність розвиненої інфраструктури лічильників(AMI) дає можливість локального управління деякими навантаженнями, або безпосередньо через лічильник, або через домашню мережу, в цьому випадку електронний лічильник є шлюзом. Оператори розподільної системи (DSO) відповідає за управління і контроль розподільної системи, а також за збір даних обліку електроенергії. DSO посилає дані лічильників постачальнику/ ESCO, який є учасником ринку і відповідає також за виставлення рахунків споживачам. Структура, показана на рисунку 3, недостатня для управління мікромережами, так як вона забезпечує обмежені можливості контролю, особливо в умовах ринку[19]. Таким чином, важливо запровадити новий рівень контролю на місцевому рівні на DG і навантаженнях, здатний задовольнити наступні цілі:

- надання всім відповідним суб'єктам можливості активної участі в ринку;
- масштабованість, що дозволяє інтегрувати велику кількість користувачів (масштабованість);
- надання дозволу інтегрувати компоненти різних постачальників (відкрита архітектура);
- простота установки нових компонентів (plug-and-play);
- простота інтеграції нових функцій і бізнес-кейсів (розширюваність).

На рис. 2.2 представлена більш складна ієрархічна архітектура з використанням локальних рівнів управління.

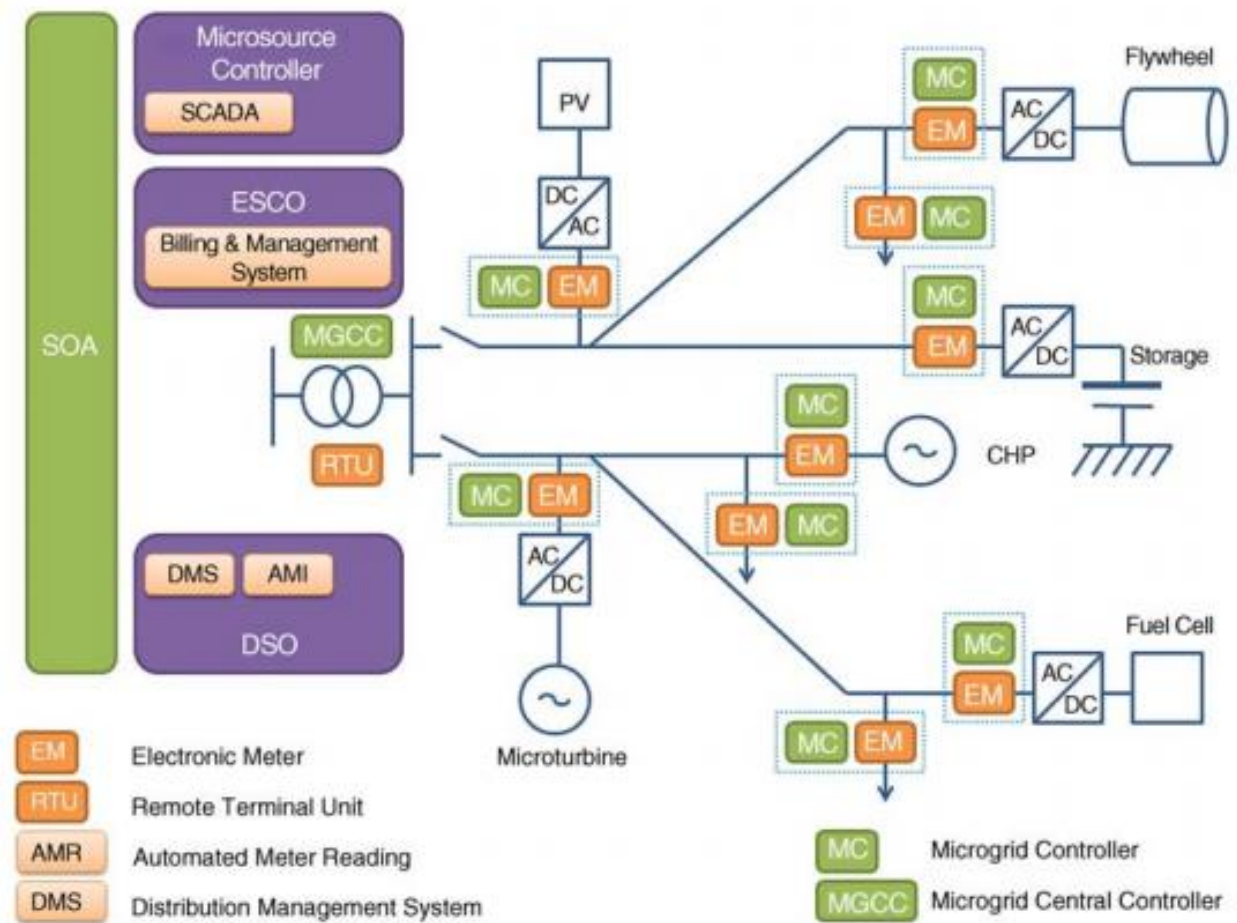


Рис. 2.2 Типова структура управління MicroGrid

Ця архітектура включає в себе наступне:

- Контролер мікроресурсів (MC), який відповідає за управління та моніторинг розподілених енергоресурсів, таких як DG, накопичувальні пристрої і навантаження, включаючи електромобілі. Мікроконтролер може бути окремим апаратним пристроєм або програмним забезпеченням, встановленим як в електронному лічильнику, так і в силовому електронному інтерфейсі DG, або в будь-якому пристрої з достатньою обчислювальною потужністю. На рисунку це показано у вигляді пунктирної рамки, яка оточує як MC, так і EM.
- Центральний контролер MicroGrid (MGCC) надає основний інтерфейс між мережею MicroGrid і іншими дійовими особами, такими як

DSO або ESCO, і може виконувати різні ролі, починаючи з максимізації значення MicroGrid до простої координації локальних МС. Вона може забезпечувати задані значення для МС чи просто контролювати їх роботу. Він розташований в підстанції MV/LV і включає в себе набір програмних процедур різної функціональності в залежності від його ролі.

- Система управління розподільними мережами (DMS) відповідає також за співпрацю між DSO, ESCO та оператором MicroGrid. Для інтеграції її функціональних можливостей передбачається наявність магістральної системи – платформи, заснованої на сервіс-орієнтованій архітектурі. У деяких випадках в цю платформу може бути інтегровано програмне забезпечення MGCC.

2.4 Централізоване та децентралізоване керування

Структура MicroGrid, показана на рис. 2.2, може працювати централізовано або децентралізовано, в залежності від обов'язків, прийнятих на різних рівнях контролю. При централізованому керуванні основна відповідальність за максимізацію значення MicroGrid і оптимізацію її роботи лежить на MGCC. MGCC, використовуючи ринкові ціни на електроенергію і газ, і ґрунтуючись на міркуваннях безпеки мережі і запитах на додаткові послуги з боку DSO, визначає кількість електроенергії, яке MicroGrid повинна імпортувати з системи розподілу, оптимізуючи місцеве виробництво або можливості споживання. Визначений оптимізований сценарій роботи реалізується за рахунок управління мікроджерелами та керованими навантаженнями всередині MicroGrid шляхом передачі керуючих сигналів. При повністю децентралізованому підході основна відповідальність покладається на МС з метою оптимізації їх виробництва, щоб задовольнити попит і, можливо, забезпечити максимально можливий експорт в мережу з урахуванням поточних ринкових цін[20]. Цей підхід використовується у випадках різної форми власності на DER, коли необхідно прийняти кілька рішень на місцевому рівні, це дуже ускладнює централізоване керування.

Крім основних цілей і характеристик контрольованої мікромережі, вибір між централізованим і децентралізованим підходами до контролю над MicroGrid залежить від наявності або доступності до ресурсів: персоналу і обладнання. Ці два підходи представлені на рис. 2.3 та 2.4. В обох підходах централізовано доступні деякі основні функції, такі як прогнозування місцевого виробництва і попиту, а також моніторинг безпеки.



Рис. 2.3 Принцип централізованого керування

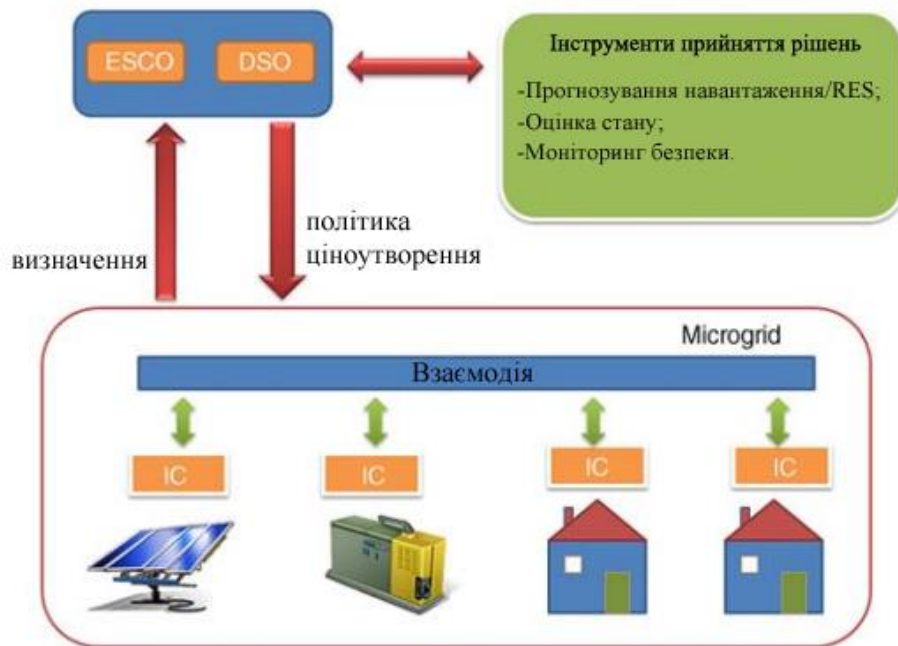


Рис. 2.4 Принцип децентралізованого керування

Нижче перераховані ключові атрибути, які впливають на продуктивність алгоритмів управління MicroGrid.

- Кількість вузлів.

MG складається з декількох мікроджерел і керованих навантажень. Кількість DER критично впливає на складність завдання і час обчислень.

- Кількість обмінів повідомленнями.

DER і навантаження в мікромережі зазвичай розосереджені, а системи зв'язку на LV мають обмежену смугу пропускання. У деяких випадках кількість повідомлень, необхідних для виконання завдання, має 33ріоритетне значення. Підхід децентралізованого управління знижує кількість повідомлень, оскільки лише невелика частина інформації передається на вищі рівні ієрархії управління.

- Розмір і структура моделі системи.

Необхідно враховувати структуру і складність системи. Рішення, що приймаються різними суб'єктами, можуть не тільки збільшити кількість вузлів, але і накласти додаткові технічні та нетехнічні обмеження. Актуальним питанням є рівень інформації, наприклад, який параметр або

обмеження повинно бути доступним для процесу прийняття рішень різними суб'єктами. Наприклад, стан заряду батареї може бути важливим для сусідніх DG, в той час як внутрішня температура або рівень напруги елемента і пов'язані з цим технічним обмеженням можуть бути неактуальними.

- Точність і оптимальність.

Алгоритм може бути оптимальним рішенням або наблизитися до оптимального рішення. Очевидно, що збіжність і точність рішень залежать від точності використовуваних моделей і відповідних вхідних даних. Потрібно визначити, чи приймаються неоптимальні рішення, і в разі виявлення таких, які наслідки це матиме.

Очевидно, що централізований контроль більш підходить, якщо користувачі MicroGrid мають спільні цілі або загальну операційну середу. Таким прикладом є промислова MicroGrid, в якій один власник може здійснювати повний контроль над усіма своїми джерелами енергії та навантаженнями, здатний постійно їх контролювати і прагне керувати системою найбільш економічним способом. З огляду на загальні атрибути, перелічені вище, кількість вузлів, як правило, обмежена, і встановити швидко систему зв'язку і набір датчиків відносно просто. Для роботи з MicroGrid може бути притягнутий спеціалізований оперативний персонал. Крім того, проблема оптимізації має набір обмежень і конкретних завдань, таких як мінімізація витрат. У місцевих власників DER крім продажу електроенергії в мережу, у них можуть бути й інші завдання, такі як виробництво тепла для місцевих установок, підтримання напруги на певному рівні або забезпечення резервної системи для локальних критичних навантажень у разі відмови основної системи. Деякі споживачі MicroGrid в першу чергу намагаються мінімізувати власні витрати на електроенергію і мати різні потреби, хоча всі вони можуть отримати вигоду зі спільної мети – зниження експлуатаційних витрат їх фідерів. У мікромережевому господарстві, наприклад, одне домогосподарство в певний момент може мати підвищену потребу в електроенергії, наприклад, для приготування їжі, в той час як інша

домогосподарство може взагалі не потребувати електрики, оскільки всі його мешканці відсутні. Обидва домогосподарства хотіли б продати додаткову енергію, вироблену на місці, в мережу, але навряд чи вони погодяться на дистанційне керування своїм виробництвом. Розглядаючи загальні атрибути, згадані раніше, слід зазначити, що в цьому випадку кількість вузлів може значно збільшитися. У мікрорайоні можуть бути десятки домашніх господарств або встановлені DG, а якщо розглядати мультімікромережі, то їх число буде збільшуватися. У таких випадках необхідно використовувати існуючу інфраструктуру. Таким чином, частина системи може мати недостатню пропускну здатність або зв'язок може мати досить велику вартість. Підхід, що обмежує обсяг передачі даних, має важливе значення. Наявність потужних обчислювальних засобів або виділених операторів також вкрай малоймовірна. Крім того, проблема оптимізації стає надзвичайно складною в силу специфічних особливостей. Наприклад, надзвичайно складно змодельовати вимоги комфорту в кожному будинку або включити всі спеціальні технічні обмеження всіх приладів в одну задачу оптимізації. Децентралізований підхід передбачає, що цей тип обмежень і проблем повинен вирішуватися на місцевому рівні в кожному домогосподарстві або DG. Кожне домогосподарство може бути представлено як вузол навантаження, здатний скинути або перемістити деяку кількість навантаження, або як виробничий вузол з DG, здатний запропонувати певну кількість енергії, не звертаючи увагу на тип двигуна або технічні обмеження. Ще одним важливим фактором є відкритість системи. Технологія розподілених обчислень дозволяє виробникам DG і навантаженням надавати plug-and-play компоненти шляхом вбудовування агентів управління в свої пристрої. Програмне забезпечення повинно бути досить «розумним», щоб контролювати процес і притримуватися найкращої політики. Наявність спеціалізованого персоналу, що відповідає за установку і обслуговування системи, ймовірно, в централізованих системах, може в деякій мірі пом'якшити цю вимогу. В цьому випадку для моніторингу процесу може

також бути виділений спеціальний персонал, який може втрутитися в разі надзвичайної ситуації.

2.5 Прогнозування факторів впливу та елементів керування

Як централізований, так і децентралізований підходи до управління вимагають прогнозування попиту на електроенергію, теплову енергію, виробництво з поновлюваних джерел енергії і зовнішніх цін на електроенергію на найближчі кілька годин. Прогнозування динаміки цих обсягів дозволяє зіткнутися з небезпечними ситуаціями і оптимізувати виробничі витрати і в цілому максимізувати доходи від виробничого процесу на ринку. Як наслідок, варіанти прогнозування можуть безпосередньо впливати на економічну життєздатність MicroGrid, оскільки вони дозволяють підвищити конкурентоспроможність в порівнянні з централізованим виробництвом.

При взаємопов'язаній роботі важливість прогнозування попиту чи виробництва може змінюватися залежно від спрямованості підходу, орієнтованого на систему, або орієнтованого на споживача. У підході, орієнтованому на клієнта, економіка, а отже і прогнозування, має досить велике значення. А в підході, орієнтованого на систему, функції прогнозування мають менше значення, оскільки можна вважати, що мікросистема, підключена до "нескінченного" джерела енергії, отже здатна покрити будь-який дефіцит в будь-який момент часу. Функції прогнозування набувають все більшого значення при розгляді сценаріїв розвитку мульти-MicroGrid[21]. Масштаби MicroGrid змушують розглядати економічно ефективні підходи до прогнозування. На сьогоднішній день технологія прогнозування для відновлюваної генерації не є plug-and-play. Розробка і реалізація варіантів прогнозування для застосування в енергосистемах пов'язана з витратами на дослідження і розробки, на прилади для збору даних, на оперативну діяльність по цифровому прогнозуванню погоди і так далі. Прогнози можуть надаватися на комерційній основі або у вигляді послуги, або за допомогою програмного забезпечення. У будь-якому

випадку, рішення по прогнозуванню мають ціну, яку слід зіставляти з вигодою, яку вони мають забезпечувати. Часто в енергетичних системах має місце прогнозування попиту, вітроенергетики, попиту на тепло та, з недавнього часу, цін на електроенергію та виробництва електроенергії. Більш рідко виконується прогнозування для менших систем, а також систем з високою часовою роздільною здатністю (тобто 5-10 хвилин) протягом наступних 1-4 годин.

Прогнозування попиту

У взаємопов'язаних або великих енергосистемах попит залежить від погодних умов, звичок та діяльності споживачів, і тому він сильно корелює з часом доби та типом дня чи пори року. Зазвичай прогнози потрібні протягом наступних 24/48 годин за погодинними або 30-хвилинними кроками часу. Зазвичай похибка прогнозування становить 1-5%. Невизначеність може бути оцінена класичними методами, такими як перекомпонування. Зниження проблеми прогнозування попиту на невеликі енергосистеми, такі як системи островів, збільшує труднощі, так як варіабельність навантаження також збільшується.

Вплив прогнозу погоди

Розгляд прогнозів погоди як загального внеску в різні функції прогнозування в MGCC є варіантом, який може використовуватися різними способами. Рішення про те, скільки машин працює і з яким навантаженням, найкраще може прийняти MGCC, оскільки він містить інформацію про стан технологічного процесу, прогноз погоди та графік виробництва.

Прогнозування вітру та PV

Хоча для мікромереж, розроблених в міському середовищі, вітроенергетика не має широкого розповсюдження, в ряді випадків життєздатним варіантом з високим потенціалом можуть стати невеликі вітрові турбіни. Короткострокове прогнозування має пріоритетне значення для інтеграції вітроенергетики, особливо в великих енергосистемах. У мікромережевих системах прогнози відновлюваної генерації можуть

надаватися централізовано (MGCC) з використанням даних, отриманих з прогнозів погоди і минулих вимірів[22]. При децентралізованому підході до управління, коли необхідно враховувати місцеву інформацію можна розглядати підходи за принципом plug-and-play, в яких використовуються базові прогнози погоди з Інтернету, або просто вимірювання.

Прогнозування попиту на тепло

Прогнозування споживання тепла є необхідною функціональністю MGCC для мікро-CHP на основі мікроенергії. Основними факторами, що впливають на попит на теплову енергію, є:

- вплив часу доби;
- вплив дня тижня;
- вплив пори року;
- мінлива нестабільність часу;
- висока негативна кореляція між попитом на тепло і зовнішньою температурою.

Розроблено кілька підходів онлайн-прогнозування для споживання тепла в системах централізованого теплопостачання. Часовий інтервал часто складає 72 години, а крок – погодинний[23]. Простіші підходи засновані на моделях авторегресії змінного середнього (ARMA), які використовують в якості вихідних даних тільки дані про споживання тепла. Більш розвинені технології досліджують метеорологічні прогнози доступні в режимі онлайн.

Прогнозування цін на електроенергію

Короткостроковий прогноз цін на електроенергію має важливе значення в нестійких умовах ринків електроенергії. Локальні ціни можуть істотно впливати на рішення по використанню мікроджерел. Ціни на електроенергію відрізняються від цін на інші товари, оскільки електрика не зберігається. Даний процес можна охарактеризувати такими ознаками:

- Сильна середня реверсія: відхилення ціни через випадкові ефекти в певній мірі корегується;

- Вплив часу доби;
- Вплив днів року, таких як будні, вихідні або свята;
- Вплив пори року;
- Мінлива у часі стійкість та кластеризація стійкості;
- Високий відсоток незвичайних цін, в основному в періоди високого попиту;
- Ефект зворотного підсилення: швидке зростання цін впливає більше, ніж спадання;
- Нестационарне середнє відхилення.

Моделі, застосовані для короткострокового прогнозування цін, включають:

- Зворотні процеси;
- Процеси повернення із середнім значенням часу;
- Моделі авторегресії змінного середнього (ARMA);
- Експоненціальні узагальнені моделі авторегресивної умовної гетероседастичності (EGARCH).

2.6 Оцінка стану

Оцінка стану (SE) є дуже важливим фактором для управління активними розподільними мережами. Вона також може застосовуватися до більш широкої області розподільної мережі, включаючи MicroGrid і DG, підключених на рівні MV, і надає DG огляд умов експлуатації системи. Таким чином, це дозволяє DSO визначити відповідні стратегії контролю, які приймаються у разі необхідності. Методи оцінки стану розподілу (DSE) відрізняються від SE в системах передачі[24]. Перші були розроблені для поповнення нестачі вимірюваних даних на рівнях MV і LV, в той час як другі знижують невизначеність наявних надлишкових вимірювань. У розподільних мережах вимірювання в реальному часі доступні тільки на первинних підстанціях (магнітуди напруги, потоки потужності і стан автоматичного вимикача) і фідерів (магнітуди струму), тому повний контроль мережі

неможливий. Для забезпечення контролю мережі на всіх вузлах необхідно використовувати псевдоскопічне вимірювання (прогнозовані або близькі до реального часу інжекції навантаження), які носять стохастичний характер. Ці дані збираються за допомогою автоматичних пристроїв зчитування і зберігаються в доступних базах даних. Також використовуються віртуальні виміри без помилок (нульові інжекції в вузлах мережі, які не мають ні навантаження, ні генерації, нульові падіння напруги в закритих комутаційних пристроях і нульові потоки потужності в відкритих комутаційних пристроях). DSE буде обробляти ці дані в реальному часі або прогнозувати дані для створення вектора стану, що складається з вузових напруг і положень трансформаторних відгалужень. Навантаження на фідери розподілені і можуть бути одно-, дво- (для побутового обслуговування) або трифазними (для комерційного і промислового обслуговування). Тому розподільні системи за своєю природою є незбалансованими. Проте, щоб уникнути складнощів моделювання, передбачається, що мережа збалансована, а однофазна еквівалентна мережева модель розглядається для аналізу оцінки стану[25]. Для оцінки стану розподілу можна використовувати широко поширений метод найменших квадратів (WLS) з урахуванням наступної нелінійної моделі вимірювання:

$$z = h(x) + e; (2.1)$$

Вузові стани оцінюються шляхом мінімізації квадратичної об'єктивної функції:

$$\min_x J(x) = (z - h(x))^T R^{-1}(z - h(x)); (2.2)$$

де z - вектор виміру, $h(x)$ - вектор нелінійних функцій, що відносяться до вимірювань станів, x - вектор істинного стану, e - вектор нормально розподілених помилок вимірювання.

Наявність великої кількості псевдовимірів навантаження може спричинити проблеми конвергенції. Для подолання цієї проблеми необхідно

застосувати надійні алгоритми SE. Зі збільшенням кількості вузлів розподільних мереж, DSE може бути непридатним для роботи в якості централізованого алгоритму. Фідери можна розділити на зони або області, а оцінки місцевого стану можна виконати самостійно, направляючи їх результати в DMS, де координований оцінювач стану обчислює загальносистемний стан. Коли в деяких районах виникає часткова відсутність зв'язку, локальні процеси SE продовжують виконуватися в інших районах.

Оцінка стану MicroGrid

Структура типової розподільної мережі низької напруги, включаючи систему MicroGrid, підключену до основної мережі високої напруги, показана на рис. 2.2. Оцінювач стану MicroGrid (MSE) буде притримуватися концепцій оцінювачів стану розподільної мережі, отримуючи обмежену кількість вимірювань в реальному часі від мережі. Вимірювання напруги в близькому до реального часу, а також активних і реактивних інжекцій в місцях розташування DG також доступні через заздалегідь відомі проміжки часу. Оскільки цих даних недостатньо для оцінки стану, слід використовувати прогнозовані ін'єкції вузлів, отримані зі збережених або близьких до реального часу даних про навантаження[26]. Однак до розподільної мережі може підключатися велика кількість навантажень, тому буде непрактично проводити телеметрію всіх цих точок. Часове відхилення враховується при об'єднанні великої кількості даних, одержаних через мережу передачі даних. Через обмежену інфраструктуру зв'язку дані, що надходять від джерел або навантажень DG в режимі, близькому до реального часу, можуть передаватися в DMS різними каналами зв'язку, що призводить до додаткових проблем з відхиленнями у часі. Важливим фактором при моделюванні оцінки стану є ідентифікація конфігурації (топології) мережі. Передбачається, що топологія відома і правильна, але будь-які помилки стану, які пройдуть непоміченими повз процесори мережевої топології (NTP), призведуть до неправильної моделі мережі. Для ініціювання SE-процесу необхідно розглядати одну топологію, але з подальшою можливістю

її заміни, якщо вихідна топологія не приведе до оптимального рішення. Отже, NTP має враховувати те, що при виявленні недостовірних даних можуть бути виявлені помилки в стані деяких комутаційних пристроїв.

2.7 Основні рівні управління

Основний прибуток, пов'язаний з концепцією MicroGrid, може розглядатися як підвищення ефективності передачі енергії, значне скорочення забруднення навколишнього середовища, а також підвищення безпеки/надійності, враховуючи притаманну DG надлишковість. Однак висока ступінь проникнення DG, безумовно, підвищує складність управління, захисту та зв'язку розподільних систем, які в основному призначені для радіальної роботи без генерації на низьковольтних розподільних лініях або на стороні замовника. Важливим питанням є те, як інтегрувати численні MG в існуючі розподільні мережі, належним чином синхронізувавши роботу їх генераторів/накопичувачів і обмеживши їх потенційно негативні побічні ефекти для роботи мережі і управління. Управління є однією з ключових технологій, що дозволяють впроваджувати системи MicroGrid. MG має ієрархічну структуру управління з різними рівнями та вимагає ефективного використання передових методів управління на всіх рівнях. Безпечна робота MicroGrid в мережевому і острівному режимах роботи, а також успішні процеси відключення або переключення залежать від систем управління MG. Контролери повинні гарантувати безперебійне протікання процесів і роботу системи в заданих робочих точках[27]. Через велике розмаїття генерації і навантажень мікромережі можуть змінювати динаміку керування та створювати невизначеності, для вирішення яких можуть знадобитися передові надійні та розумні стратегії управління. Використання більш ефективних стратегій управління підвищить продуктивність цих систем. Оскільки деякі RES, такі як вітряні турбіни і фотоелементи, працюють в турбулентних і непередбачуваних умовах навколишнього середовища, MG повинні адаптуватися до цих варіацій, і таким чином ефективність і надійність мереж сильно залежать від

застосовуваних стратегій управління. MG повинні бути здатні працювати автономно, але при цьому взаємодіяти з основною мережею. У підключеному режимі роботи мережі інтегруються в постійно змінювану електромережу із змінним лінійно-зв'язаним потоком, напругою і частотою. Щоб впоратися з цими змінами і справлятися з мережевими завадами, активне регулювання потужності/частоти і реактивна потужність/напруга MicroGrid повинні використовувати відповідні контури управління. Крім того, для забезпечення плавного переходу від мережевого до острівного режиму, щоб уникнути каскадних збоїв необхідні відповідні алгоритми зворотного зв'язку або алгоритми виявлення. В острівному режимі MG працює відповідно до існуючих стандартів, а існуючі регулятори повинні правильно працювати для подачі необхідної активної і реактивної потужності, а також для забезпечення стабільності напруги і частоти[28]. Регульований перемикач підключає MG до мережі, коли напруга в мережі знаходиться в допустимих межах і фазування правильне. На цьому етапі активна синхронізація повинна відповідати частоті, напрузі і фазовому куту MicroGrid.

Подібно звичайним енергосистемам, MG можуть працювати, використовуючи різні контури управління, які можна, в основному, розділити на чотири групи управління: локальні, вторинні, центральні і глобальні. Локальний контроль пов'язаний з первинним контролем, тобто контуром управління струмом і напругою в MicroGrid. Вторинний контроль забезпечує регулювання частоти і середнього відхилення напруги до нуля після кожної зміни навантаження або живлення. Він також відповідає за внутрішні допоміжні служби. Центральне або екстренне управління охоплює всі можливі схеми аварійного управління і спеціальні плани захисту для підтримки стабільності і працездатності системи у разі непередбачених ситуацій. Аварійні заходи контролю визначають належні профілактичні та коригуючі заходи, які пом'якшують наслідки критичних непередбачених обставин. Глобальний контроль дозволяє MG працювати в оптимальному з економічної точки зору режимі і організовує зв'язок між MicroGrid та

розподільною мережею, а також іншими підключеними MG. На відміну від місцевого управління, вторинному, глобальному і аварійному керуванню необхідна наявність каналів зв'язку. З іншого боку, місцеві органи контролю, які є децентралізованими контролерами, глобальні і деякі вторинні і аварійні контролери працюють як централізовані контролери. На рисунку 2.5 показано концептуальну схему описаних робочих контурів керування MicroGrid.

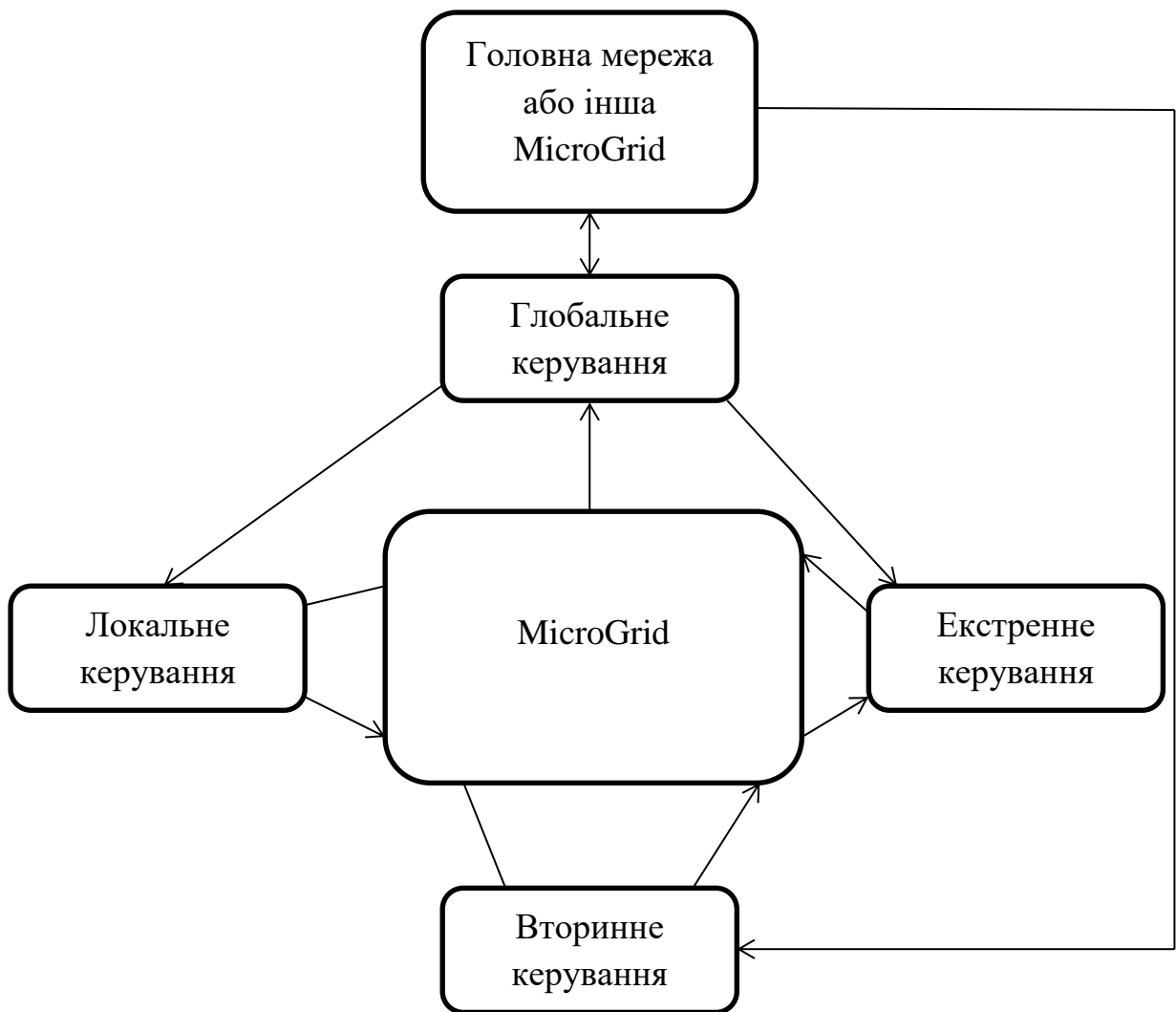


Рис. 2.5 Управління мережею MicroGrid

Таким чином, існуючі контури управління MG в чотирьох згаданих групах мають такі обов'язки:

- Робота всіх мікроджерел в заданих робочих точках;

- Обмін активними і реактивними потужностями;
- Відповідність експлуатаційних обмежень з усіх важливих електричних показників, таких як напруга і частота;
- Плавний перехід в острівний режим і ресинхронізація процесів з використанням відповідних методик;
- Оптимізація участі у ринку;
- Зменшення циркуляції струмів між паралельно підключеними мікроджерелами або перетворювачами;
- Гарантія надійного електроживлення для чутливих навантажень;
- Можливість роботи через «чорний старт» в разі загальної відмови;
- Забезпечення аварійного управління і захисних схем;
- Можливість дистанційного керування автоматичними вимикачами;
- Правильне використання накопичувачів енергії.

Висновки:

1. Представлений загальний огляд основних функцій керування в MicroGrid.
2. Розглянута архітектура управління MG та її основні функціональні можливості.
3. Висвітлено основні відмінності між централізованими та децентралізованими підходами, визначаючи переваги та характеристики кожного підходу, що коротко зазначено в таблиці 2.2. Централізований підхід використовується для системи з одною конкретною метою, а децентралізований – для системи з кількома цілями.
4. Обговорюються також потреби в прогнозуванні та очікуванні, а також вимоги до оцінки стану.

5. Надається огляд рівнів керування MG, а саме первинного, вторинного, глобального та аварійного рівнів контролю.

Таблиця 2.2

Застосування централізованого та децентралізованого керування

	Централізоване керування	Децентралізоване керування
Власність DG	Один власник	Декілька власників
Цілі	Чітке, єдине завдання	Неясність, чого хоче кожен власник у конкретний момент
Наявність керуючого персоналу	Наявний	Відсутній
Участь у ринку	Реалізація складних алгоритмів	Складні алгоритми майже відсутні
Установка нового обладнання	Звертання до спеціалізованого персоналу	Використання plug-and-play
Оптимальність	Оптимальні рішення	Переважно субоптимальні рішення
Вимоги до зв'язку	Високі	Помірні
	Централізоване керування	Децентралізоване керування
Участь у ринку	Усі підрозділи співпрацюють	Деякі одиниці є конкурентоспроможними
Приєднання MicroGrid до масштабнішого процесу управління	Можливе	Неможливе

РОЗДІЛ 3.

ВДОСКОНАЛЕНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ МЕРЕЖЕЮ MICROGRID СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Microgrid сонячної енергії

Зміна концепції розвитку сучасної енергетики обумовлена зростаючим інтересом до поновлюваних джерел енергії. Найбільш швидкий темп розвитку серед малопотужних розподілених поновлюваних джерел енергії представлені приватними сонячними електростанціями, які працюють як автономно, так і можуть бути інтегровані в промислову мережу. Структурні зміни на ринку електроенергії, де споживач купує додаткові функціональні можливості і часткову енергетичну незалежність, сприяли появі нової концепції розвитку енергетики[29]. Найбільш суттєвою особливістю Smart Grid є наявність двонаправленого потоку енергії в елементах системи енергопостачання (ESS). Експлуатація ESS у Smart Grid обумовлена експлуатацією промислової мережі, поновлюваними джерелами енергії і змінними режимами навантаження. В інтелектуальних ESS поєднання таких режимів з невеликими сонячними електростанціями викликає певні труднощі при впровадженні інформаційної системи управління, яка б забезпечувала не тільки високу надійність електропостачання, а й підвищувала його енергоефективність[30]. Тому на етапі передпроектного опрацювання слід звернути увагу на засоби комп'ютерного моделювання для вивчення роботи інтелектуальної ESS в робочому і аварійному режимах. Автономні мікроелементи - це швидкі і прості в установці рішення для освітлення сільських районів, і останнім часом вони стали більш дешевими та доступними. Автономним сонячним мікромережам потрібно мінімальне обслуговування і технічні знання.

Сонячні фотоелектричні (ФЕ) енергетичні системи вважаються одними з основних генераторів для виробництва електроенергії з поновлюваних і чистих джерел. Сонячні фотоелектричні мережі здатні забезпечити електроенергією віддалені населені пункти, з можливістю роботи в якості розподілених генераторів в основну мережу, завдяки їх масштабованості. Ці мікроелементи здатні автономно працювати в острівному режимі, з можливістю комунікації з основною мережею для двонаправленого потоку енергії. Міська сонячна мережа MicroGrid включає динамічно змінне навантаження, трансформатор, що забезпечує передачу електроенергії від зовнішньої мережі, сонячний генератор (сонячна фотоелектрична система) з доступною вихідною потужністю і сховище з рівнем заряду батареї[31]. Архітектура розглянутої мікромережі показана на рис. 3.1.

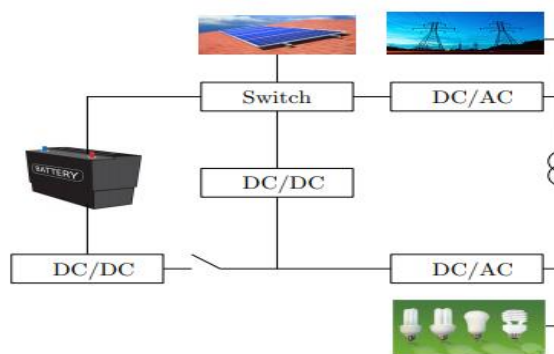


Рис. 3.1 MicroGrid сонячних батарей

Споживач може частково покрити свою потребу за рахунок використання електроенергії, виробленої місцевим поновлюваним (сонячним) генератором, накопичувати електроенергію в батареї, коли доступне сонячне джерело, і при необхідності розряджати сховище. Споживач має можливість управляти накопичувачем і сонячним генератором. Основною метою сонячних мікромереж є якісне задоволення вимог навантаження при максимальному використанні сонячної енергії та оптимізації роботи батареї і сонячної фотоелектричної (PV) системи[32].

Фотоелектричний модуль є основним елементом кожної фотоелектричної системи. Фотоелектрична система являє собою розміщення

компонентів, призначених для подачі корисної електричної енергії для різних цілей, використовуючи сонце як джерело енергії. Фотоелектричний модуль є чистим джерелом енергії, що використовуються в енергосистемах, які поглинають сонячне випромінювання і перетворюють його в електричну енергію. Завдяки низькій напрузі окремого сонячного елемента, кілька елементів з'єднані дротами для формування модулів. Сонячний фотоелектричний модуль складається з декількох елементів, з'єднаних послідовно або паралельно в залежності від потреби. Потім модулі можуть бути пов'язані один з одним в фотоелектричну решітку[33]. Енергія від сонячного джерела переривчаста і залежить від погодних умов та різних факторів, таких як сонячне випромінювання, температура, часткове затінення, хмарність, розташування елементів і кут нахилу панелі. Сонячні ресурси є найважливішим фактором при проектуванні сонячних мікромереж. В даний час супутникові дані використовуються для складання карт сонячних ресурсів по всьому світу. Поширеною практикою є проектування MG на основі середнього сонячного випромінювання, яке можна очікувати в будь-який період року (без урахування того, що сонячне випромінювання змінюється протягом багатьох років). Точність проектування важлива не тільки з точки зору вартості, але і з точки зору задоволення попиту і запобігання енергодефіциту (перебоїв в електропостачанні). Брак енергії в автономній мікромережі виникає, коли сонячних ресурсів не вистачає і навантаження не може бути повністю задоволене. Існує безліч джерел неточностей: втрати в кабелях, пил на сонячних батареях, зміна вимог до навантаження, коливання погоди і сонячного випромінювання, виведення з ладу сонячних елементів, затінення або навіть фізична несправність на сонячному елементі. Неточності накопичуються і призводять до неточностей рекомендованої конструкції MicroGrid, деякі з них показані на рис. 3.2. Це призводить або до додаткових витрат на проект, або до нестачі енергії на етапі експлуатації.

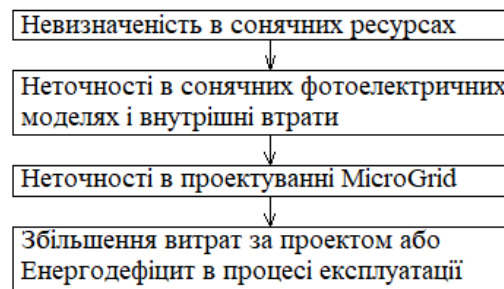


Рис. 3.2 Невизначеності та наслідки для користувачів

3.2 Система управління енергією в Solar MicroGrid

Добування максимальної потужності, використовуючи контролер стеження за точками максимальної потужності (MPPT) і інтегруючи акумуляторні батареї, допомагає підтримувати життєздатну систему вироблення електроенергії, і таким чином покращує як перехідну, так і сталу динаміку енергосистеми. Пристрої силової електроніки є одним з найважливіших елементів сонячної фотоелектричної мікромережі з акумулятором енергії. Вони дозволяють керувати згенерованою енергією з фотоелектричної системи, двонаправленим потоком енергії в системі батарей для підтримки балансу потужності в MicroGrid. Крім того, вони дозволяють встановлювати зв'язок із комунальною мережею[34]. Пристрої силової електроніки в будь-якій MG включають перетворювачі AC-DC, DC-AC і DC-DC. Економічна експлуатація мікромережі вимагає оптимального управління енергоспоживанням в залежності від її поведінки при взаємодії з комунальною мережею або без неї. Система управління, пов'язана з регулюванням напруги і потужності, повинна забезпечити MicroGrid засобами, що дозволяють їй бути єдиним автоматично керованим пристроєм по відношенню до комунальної мережі[35]. Крім того, управління MicroGrid підсилює потік електроенергії, забезпечує плавний перехід до острівного режиму і підключення до комунальної мережі, а також сприяє підтримці комунальної мережі шляхом інжекції реактивної потужності, якщо це необхідно.

Автономна робота і виконання різних завдань базується на рівнях структури управління. Система управління енергією (EMS) і диспетчерське

управління забезпечують відповідні орієнтири, такі як потужність, напруга і режими роботи, для локальних блоків управління розподіленими генераторами, накопичувачами і навантаженнями. Крім того, EMS може виконувати економічні та оптимізаційні функції для мінімізації енерговитрат. Ці вимоги можуть реалізовуватися шляхом проведення випробувань на імітаційних випробувальних стендах, здатних створити будь-яку реальну енергетичну систему з обмеженнями щодо застосування.

MicroGrid, показана на рис. 3.3, складається з сонячного фотоелектричного поновлюваного джерела енергії, системи акумулювання енергії на основі батарей і змінного навантаження.



Рис. 3.3 Однолінійна схема сонячної MicroGrid з акумулятором

Вона підключається до комунальної мережі через трансформатор. MG має шину змінного струму в якості точки загальної зв'язку (PCC) для підключення всіх підсистем. Сонячна фотоелектрична система підключається до PCC через зворотні перетворювачі: підсилювальний перетворювач постійного струму для управління виробленою потужністю та трифазний перетворювач постійного струму в змінний для відповідності вимогам PCC. Система зберігання акумуляторних батарей включає в себе резервні перетворювачі: DC-DC підсилювальний перетворювач для управління

зарядом і DC-AC перетворювач для підключення РСС. Перетворювачі силової електроніки управляються локальними блоками управління, посилення на які надаються блоком диспетчерського управління і системою управління енергоспоживанням (EMS)[36].

Підсилювальний перетворювач постійного струму керується роботою фотоелектричної системи, дотримуючись алгоритму MPPT для максимальної потужності. Однак в деяких випадках для забезпечення безпеки інверторів при збоях в мережі або відповідно до цілей оптимізації EMS потрібне обмеження виробленої активної потужності. Режим управління (MPPT, обмеження потужності) і опорна потужність P^*_{PV} забезпечуються EMS і блоком диспетчерського управління. Система управління являє собою звичайний пропорційно-інтегральний (ПІ) контролер, що забезпечує комутаційний сигнал до DC-DC перетворювача. Перетворення DC-AC виконується для досягнення постійної напруги шини постійного струму при опорному V^*_{DC} , для активної передачі потужності, і регулює реактивну потужність для відстеження опорного Q^* , необхідного для підтримки мережі, що знаходиться в несправності. Система управління має каскадну структуру. Зовнішній контур є ПІ-регулятором напруги. Внутрішній контур включає ПІ-регулятори для компонентів струмів трифазної мережі. Опорні значення струму надаються регулятором напруги і опорним значенням реактивної потужності[37]. Система управління сонячною енергією показана на рис. 3.4.

Підсилювальний перетворювач постійного струму керується для роботи заряду-розряду акумуляторної батареї. Контроль потужності батареї P^*_{BS} і режиму роботи забезпечується системою EMS і блоком диспетчерського управління. Еталонна потужність батареї розділена на напругу батареї, щоб забезпечити посилення на контролер струму батареї для зарядки батареї і підтримки потреби в навантаженні. Система управління являє собою ПІ-регулятор, що забезпечує сигнал перемикачів на перетворювач постійного струму. На основі стану заряду батареї (SOC) реалізований логічний механізм для управління системою батареї в межах її

межі ($SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$). Управління DC-AC конвертером з боку батареї аналогічно управлінню з боку сонячних фотоелектричних батарей, що відповідає вимогам PCC і EMS. Система управління батареєю показана на рис. 3.5. Напруга постійного струму на задніх перетворювачах батареї контролюється для відстеження еталонного V^*_{DC} через ПІ-контролер. Реактивна потужність може бути подана в мережу або в навантаження для відстеження еталонного Q^* , що надається EMS, через ПІ-контролер. Ці два контролери забезпечують імпульси для активації перемикачів перетворювача DC-AC[38].

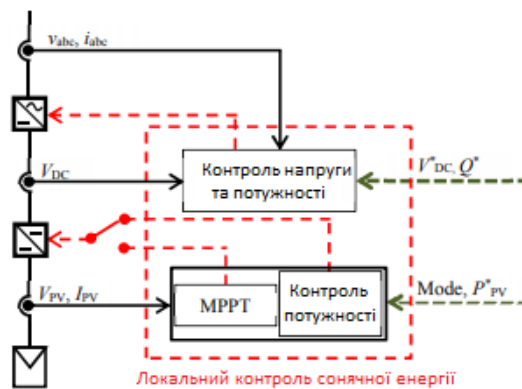


Рис. 3.4 - Сонячна фотоелектрична система локального управління

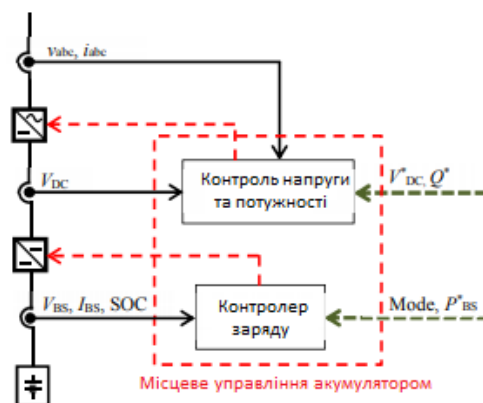


Рис. 3.5 - Система сховища акумуляторів локального управління

Система управління енергією (EMS) визначає режим роботи для кожної підсистеми і потужність для блоку диспетчерського управління, який подає силові посилання на локальні блоки управління, як показано на рис. 3.6. Прогнозування погоди і збережена інформація про потреби можуть бути

використані для прогнозування і планування вироблюваної потужності від джерела сонячних фотоелектричних батарей ($P_{PV, sch}$) і потреби навантаження ($P_{L, sch}$) за допомогою методів оптимізації. Крім того, зважаючи на потужність мережі (P_G), на SOC батареї і на вартість, батарея може використовуватися для інжекції або поглинання активної енергії по відношенню до запланованої потужності ($P_{BS, sch}$). Крім того, EMS може запросити інжекцію реактивної потужності через фотоелектричний генератор, акумуляторний накопичувач або і те, і інше для задоволення попиту навантаження або підтримки мережі. Блок диспетчерського управління отримує всю інформацію від EMS і посилає посилення на відповідний локальний контролер[39].

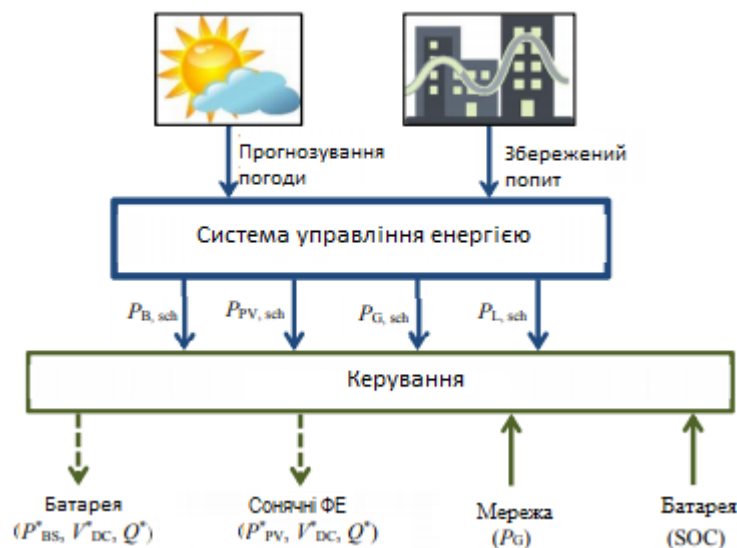


Рис. 3.6 - Система енергоменеджменту та контролю

3.3 Підвищення ефективності системи керування сонячною енергією

Сьогодні існують різні способи підвищення ефективності перетворення сонячної енергії. Багато з них пов'язані з системами стеження за сонцем і їх використанням в різних галузях людської діяльності. Залежно від конструкції системи стеження за сонцем (трекери сонячних батарей) можна класифікувати як одноосьові і двохосьові. Одноосьові сонячні трекери обертаються в горизонтальній площині, повертаючись в напрямку сонця з використанням різних алгоритмів. В цьому випадку одноосьові трекери не

враховують зміни висоти сонця протягом дня. Кут нахилу панелі сонячних батарей встановлюється рівним широті зони, в якій встановлено трекер. Двохосьові трекери мають перевагу перед одноосьовими, так як вони враховують зміну висоти сонця протягом дня і року. На сьогоднішній день існує безліч автоматизованих двохосьових сонячних трекерів, які працюють на основі різних алгоритмів. Найчастіше алгоритми автоматичних сонячних трекерів засновані на показаннях фоточутливих датчиків, що визначають напрямок максимальної інтенсивності сонячного випромінювання, або на відомій траєкторії переміщення сонця по небу в системі координат, пов'язаної з Землею. Використовуючи ці алгоритми, трекери знаходять бажане положення сонячної панелі таким чином, щоб сонячні промені падали перпендикулярно поверхні сонячної батареї. При зміні погодних умов підходяща погода змінюється мінливою хмарністю і дощем, тоді панель, встановлена в горизонтальному положенні, буде виробляти більше енергії. Однак системи стеження за сонцем з фоточутливими датчиками практично не пристосовані до хмарної і дощової погоди. З іншого боку, трекери, що працюють на основі астрономічних розрахунків добової траєкторії сонця, не можуть визначити наявність або відсутність хмар[40]. Це знижує їх ефективність. Аналізуючи сучасні системи стеження за сонцем, виникає необхідність розробки інтелектуальної автономної системи стеження за сонцем, яка дозволяє орієнтувати сонячну панель по горизонталі в хмарну і дощову погоду для збільшення вихідного струму сонячної панелі.

Структура адаптивного інтелектуального сонячного трекера

Структура трекера сонячних батарей показана на рис. 3.7.

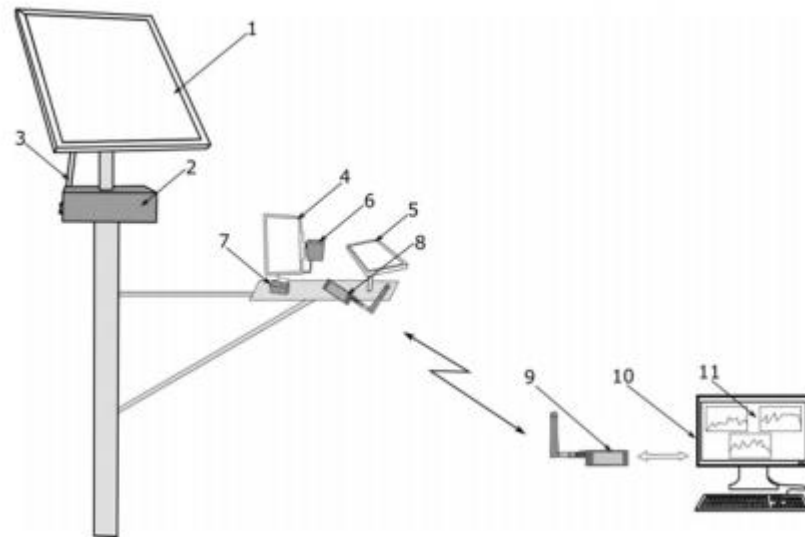


Рис. 3.7 Структура адаптивної інтелектуальної системи сонячного трекера

Структура трекера сонячних батарей показана на рис. 3.7. Де 1 - панель сонячних батарей; 2 - блок управління для горизонтального обертання панелі, що складається з декількох редукторів різного розміру і двигуна. Також є електричний блок управління і акумулятори; 3 - лінійний привід, що дозволяє відстежувати висоту сонця. Невеликі сонячні панелі 4 і 5 розташовані на додатковій платформі. Маленька сонячна батарея 4 оснащена двохосовим сонячним трекером, виконаним на базі двох серводвигунів 6 і 7, що обертають невелику сонячну батарею вертикально і горизонтально. Невелика сонячна батарея 5 вирівняна належним чином. Завдання малим сонячним батареям вдається стежити за струмом в горизонтальному положенні і з точною орієнтацією на сонце[41].

У даній системі передача даних по бездротовому каналу і віддалений моніторинг здійснюються за допомогою приймача LoRa AS32 TTL. Бездротова технологія LoRa працює на частоті 433 МГц. Вона використовує лінійний спектральний діапазон для збільшення зони покриття. Завдяки модуляції LoRa можна приймати пакети навіть при потужності сигналу нижче рівня шуму на 19 дБм. У роботі використовується модель з потужністю вихідного сигналу 100 мВт. Цей модуль має площу покриття близько 3 км на відкритому просторі. Управління обробкою отриманих даних

і передачею по бездротовому каналу також здійснюється електричним блоком управління 2. Дані приймає другий бездротовий модуль LoRa AS32 TTL, на який вказує цифра 9. Приймач підключається до комп'ютера 10 через послідовний USB-порт. Диспетчерська програма 11, дозволяє контролювати весь процес в режимі реального часу. Якщо струм, що генерується маленьким трекером, перевищує струм, що генерується маленькою горизонтальною батареєю, то основний трекер залишається в положенні, повернутому до сонця. Якщо горизонтальна маленька батарея буде генерувати більший струм, то основний трекер переміститься в горизонтальне положення. Другий випадок можливий при сильному розсіянні сонячного світла хмарами. Блок управління сонячного трекера складається з декількох частин. На рис. 3.8 показана електрична схема адаптивного інтелектуального пристрою управління трекером сонячних батарей[42].

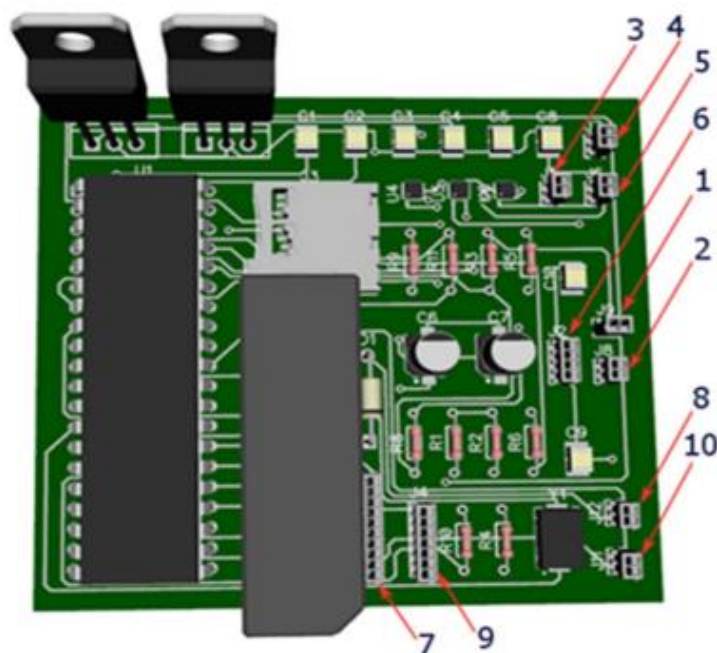


Рис. 3.8 Адаптивна інтелектуальна схема управління сонячним трекером

Найбільш важливою частиною блоку управління є контролер. Живлення контролера здійснюється від перетворювача постійного струму, підключеного до акумулятора з номінальною напругою 12 В. Слот для карти

пам'яті SD необхідний для підключення карти пам'яті, яка збирає дані про стан сонця за кожен день року. Для отримання значень напруг на батареї і сонячної панелі електронні вольтметри підключаються до входів 1 і 2, 3,4 - входів для отримання значень струмів малих сонячних батарей, заснованих на роботі датчика, 5 - входу для вимірювання струму сонячного трекера, до якого підключені датчики струму. Найбільш важливим елементом є годинник реального часу, який підключається до входу 6. Крокові двигуни використовуються для обертання сонячної панелі в просторі, які підключаються до контролера через драйвери. Драйвери підключаються до входів 7 і 8 та живляться від джерела 12 В. Вхід, позначений номером 9, призначений для бездротового модуля даних LoRa AS32 TTL. Крокові двигуни повинні бути підключені до джерела живлення не менше 12 В через реле і драйвери двигунів для зниження енергоспоживання двигунів. Вхід 10 призначений для живлення крокових двигунів[43].

Алгоритм роботи адаптивної інтелектуальної системи стеження за сонцем

Алгоритм двохосової системи стеження за Сонцем показаний на рис.

3.9.

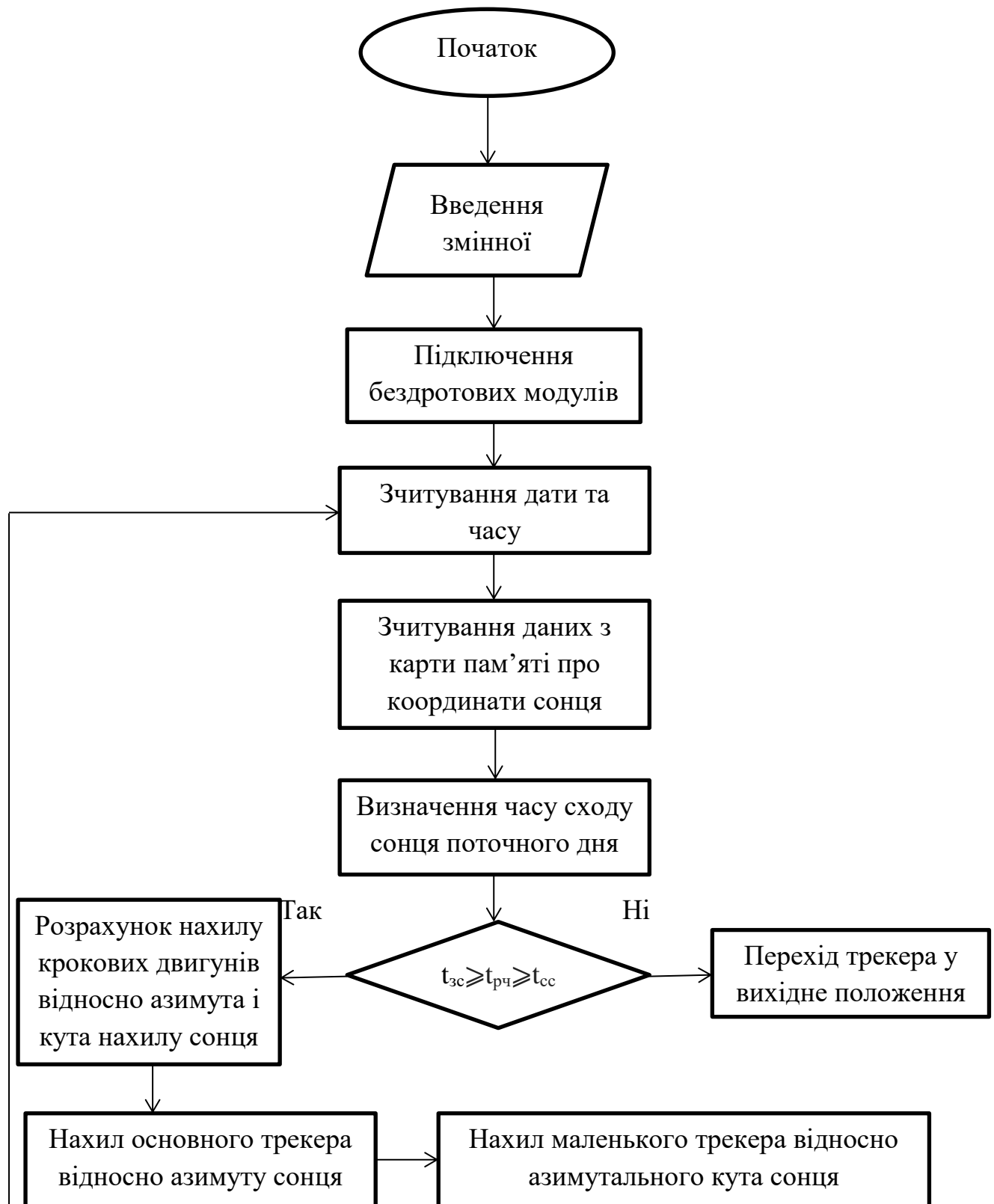


Рис. 3.9 Алгоритм адаптивної інтелектуальної системи стеження за сонцем

Продовження рис. 3.9



Після ініціалізації контролер включає бездротовий модуль LoRa AS32 TTL. Наступним кроком є запит в реальному часі і вставка в змінну t_c , а також отримання координат сонця в заданий час. Потім необхідно визначити

час сходу t_{cc} і заходу сонця t_{zc} , щоб виявити час активної роботи системи стеження за сонцем. Якщо умова $t_{cc} > t_c > t_{zc}$ виконується, то контролер обчислює кількість обертань, необхідне для приведення трекера в бажане положення. Потім приводиться в рух кроковий двигун, що обертає трекер в горизонтальній площині. Тепер, якщо струм маленького трекера більше струму маленького горизонтального акумулятора, то великий трекер призводить до руху кроковий двигун, який змінює вертикальне становище панелі. Якщо ж навпаки, струм маленької горизонтальної батареї більше, то великий трекер переходить в горизонтальне положення. В цьому випадку в небі є хмари. Далі необхідно виміряти струм і напругу батареї великого трекера, визначити рівень його заряду, і навіть розрахувати вихідну потужність системи стеження за сонцем. Отримані значення струмів і напруг по бездротовому каналу передаються диспетчеру для обробки і представлення даних в зручній формі. Через короткий проміжок часу цикл починається спочатку.

В умовах підвищеної хмарності або невеликого дощу струм маленького горизонтального фотоелемента буде вищим за струм маленького сонячного трекера, оскільки сонячні промені сильно розсіюються в похмуру погоду. Таким чином, великий трекер знаходитиметься у горизонтальному положенні у відповідності до запропонованого алгоритму. Суттєвого впливу може завдавати висока щільність і тип дощових хмар. Зменшення потужності великого трекера відповідає зменшенню сили струму маленької горизонтальної панелі. Таким чином, використовуючи запропоновану адаптивну систему стеження, можна підвищити ефективність вироблення енергії в дощову і похмуру погоду.

Для розрахунку кількості енергії, що генерується сонячними батареями, можна використати наступну формулу:

$$E[\text{кВт} \times \text{год}] = \frac{I[\frac{\text{кВт} \times \text{год}}{\text{м}^2}] \times K_0 \times V_{\text{модуля}}[\text{кВт}] \times K_{\text{втр}}}{U_{\text{випр}}[\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}]}; \quad (3.1)$$

де:

- І - інтенсивність сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню Землі в горизонтальній площині. Значення можна вибрати, скориставшись картами інтенсивності сонячної радіації, показаними на рис. 3.10 та 3.11;

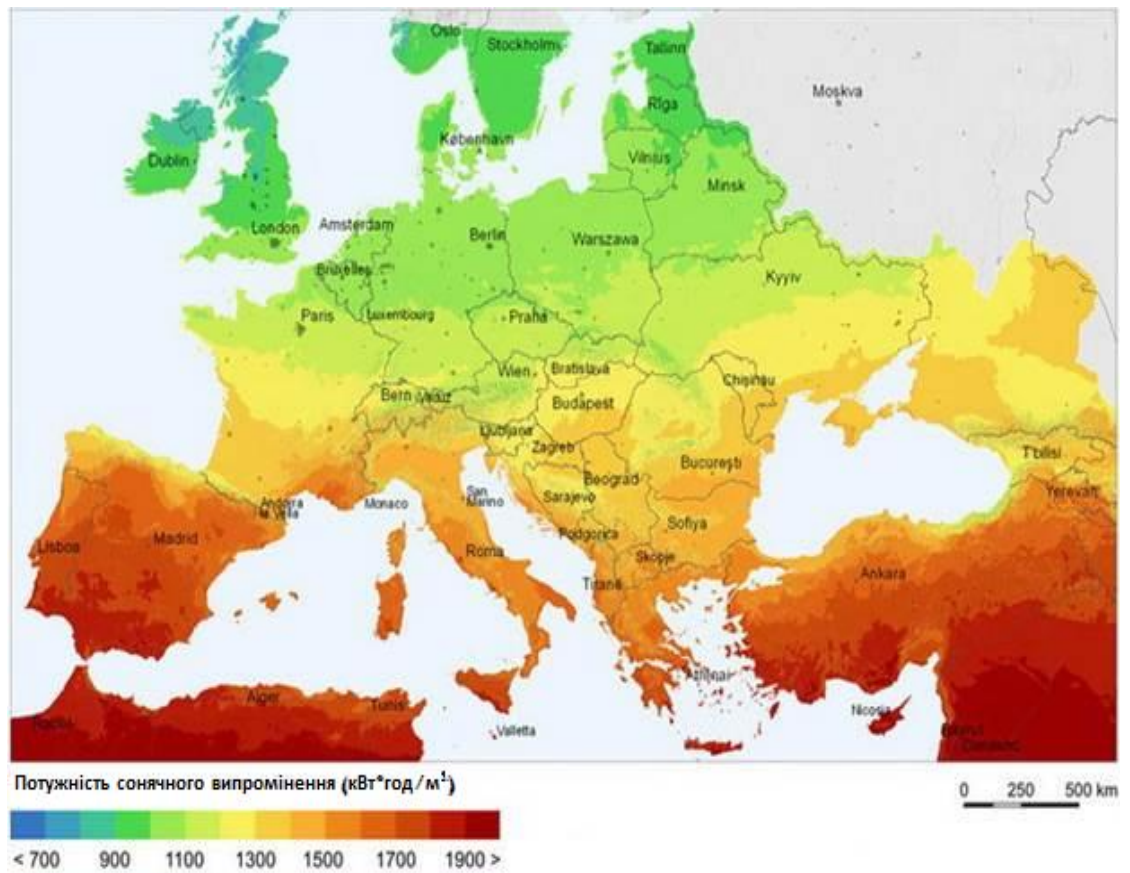


Рис. 3.10 Карта інтенсивності сонячного випромінювання Європи

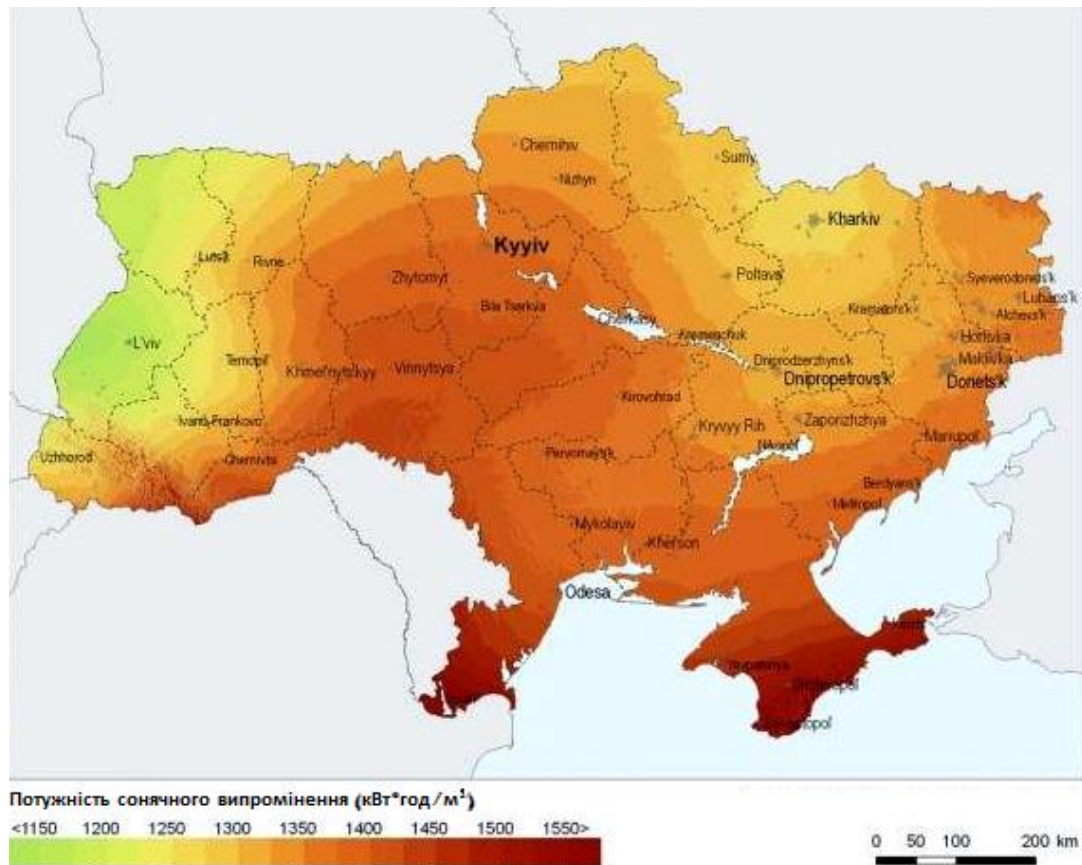


Рис. 3.11 Карта інтенсивності сонячного випромінювання України

- K_0 - поправочний коефіцієнт перерахунку сумарного потоку сонячної енергії з горизонтальної площини на похилу поверхню сонячних батарей. Дані можна взяти з рис. 3.12;
- $V_{\text{модуля}}$ - номінальна потужність сонячної батареї. Вказується в паспортних даних;
- $K_{\text{втр}}$ - коефіцієнт, що враховує втрати сонячної батареї при перетворенні і передачі електроенергії;
- $U_{\text{випр}}$ - інтенсивність сонячної радіації, при якій фотоелектричні панелі тестуються за умовами Standard Test Conditions (STC), тобто 1000 Вт/м².

Загальні втрати енергії при перетворенні сонячного випромінювання в фотоелектричній системі включають в себе:

- Втрати в кабелях - 1%;
- Втрати в інверторі - 3-7%;
- Втрати, пов'язані з ростом температури фотоелементів - 4-8%;

		Відхилення від південного напрямлення																		
Кут скочування покриття		-90	-85	-80	-75	-70	-65	-60	-55	-50	-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0
	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	5	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
	10	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07
	15	0,98	0,99	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,09	1,10
	20	0,97	0,98	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,11	1,01
	25	0,96	0,97	0,99	1,00	1,02	1,03	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
	30	0,94	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,13
	35	0,93	0,95	0,97	0,99	1,00	1,02	1,04	1,05	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,03
	40	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13
	45	0,88	0,91	0,93	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03	1,05	1,06	1,07	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12	1,12	1,12
	50	0,87	0,89	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10	1,11
	55	0,85	0,87	0,89	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01	1,02	1,04	1,05	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,08
	60	0,82	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	1,00	0,98	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06
	65	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97	0,98	0,99	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
	70	0,77	0,79	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,92	0,93	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99
	75	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95
	80	0,71	0,73	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90
	85	0,67	0,69	0,71	0,73	0,75	0,77	0,78	0,79	0,81	0,82	0,83	0,83	0,84	0,84	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
	90	0,64	0,66	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

Рис. 3.12 Значення поправочного коефіцієнта перерахунку сумарного потоку сонячної енергії

- Втрати в процесі роботи сонячної батареї в період низького рівня сонячного випромінювання - 1-3%;
- Втрати пов'язані з затінюванням і забрудненням сонячних батарей - 1-3% (в разі неоптимального орієнтування ці втрати можуть бути значно вище);
- Втрати шунтуючих діодів - 0,5%.

При оптимальній компоновці обладнання ефективність сонячної системи в 85% вважається дуже хорошою. На практиці можливі випадки, коли загальні втрати можуть досягати значення 25-30% через погану якість обладнання або неправильного підбору компонентів системи і інших чинників.

Нижче виконаний розрахунок для звичаної сонячної фотоелектричної системи з наступними параметрами:

- Нехай загальна номінальна потужність сонячних батарей - 10 кВт;
- Регіон - Київ;
- Кут скочування покриття 45° і відхилення від південного напрямку 25° ;
- Загальні втрати становлять близько 22%.

Скориставшись даними з карти сонячної інтенсивності вибираємо значення $1400 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$. Поправочний коефіцієнт перерахунку сумарного потоку сонячної енергії буде дорівнює 1,10.

Підставивши значення в (3.1), одержуємо:

$$E_3 = \frac{1400 \times 1,1 \times 10 \times 0,78}{1} = 12\,012 \text{ кВт} \times \text{год}$$

Даний розрахунок енергії сонячних батарей дає можливість приблизно оцінити середню кількість енергії, що здатна виробити фотоелектрична система за рік.

Нижче виконаний розрахунок для адаптивної інтелектуальної системи стеження за сонцем.

Загальна номінальна потужність і регіон залишаються незмінними, отже $I = 1400 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2} \right]$ та $V_{\text{модуля}} = 10 [\text{кВт}]$.

Оскільки система адаптивна, то відхилення від південного напрямку приймається рівним нулю, а кут скочування покриття лишається рівним 45° , отже, використовуючи рис. 3.12, приймаємо поправочний коефіцієнт перерахунку сумарного потоку сонячної енергії рівним 1,13.

Адаптивна система знижує втрати, пов'язані з ростом температури фотоелементів, втрати в процесі роботи сонячної батареї в період низького рівня сонячного випромінювання та втрати, пов'язані з затінюванням і забрудненням сонячних батарей. Отже, загальні втрати тепер становлять близько 10%.

Підставивши значення в (3.1), одержуємо:

$$E_a = \frac{1400 \times 1,13 \times 10 \times 0,9}{1} = 14\,238 \text{ кВт} \times \text{год}$$

Очевидно, що адаптивна система управління має кращі показники збору енергії. Нижче підраховано кількісна різниця у відсотках між звичайною фотоелектричною системою та приведеною адаптивною системою.

$$P = \frac{E_a - E_3}{E_3} \times 100\%; (3.2)$$

Підставивши значення I_a та I_a в (3.2) одержуємо:

$$P = \frac{14238 - 12012}{12012} \times 100\% = 18,53\%;$$

Таким чином, можна побачити, що продуктивність вироблення енергії запропонованим методом перевищила вироблення енергії звичайними сонячними батареями на 18,5%.

Висновки:

1. Було оглянуто та досліджено мережі MicroGrid, що використовують та накопичують сонячну енергію.
2. Досліджено різні способи та системи управління енергією в мережах MicroGrid.
3. Приведені в роботі дослідження вказують на гостру необхідність враховувати різні фактори та впливи на мережу, такі як погодні умови, пори року, час доби тощо. Досліди показують, що обробка даних та управління енергією в реальному часі є найбільш вигідним методом.
4. Була розглянута адаптивна інтелектуальна система спостереження за сонцем та приведений алгоритм виявлення наявності хмар для сонячного трекера з використанням різниці в поточних значеннях малих сонячних батарей, що дозволяє адаптуватися під різні погодні умови. Приведені досліди підвищують ефективність керування енергією в мережі MicroGrid та дозволяють підвищити ККД системи за рахунок зменшення втрат енергії.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Проаналізовано діючу енергетичну інфраструктуру та проведено аналіз її переваг та недоліків в результаті чого виявлено потребу в застосуванні мережі Smart Grid, що дозволить розширити мережеву інфраструктуру і задовольнити постійно зростаючі потреби до надійності та якості енергопостачання.

2. Проведено аналіз стратегій управління, в результаті чого було виявлено переваги та недоліки централізованої та децентралізованої системи керування та обрано прототип системи управління MicroGrid та сформовано вимоги до оцінки стану мережі MicroGrid.

3. Удосконалено систему управління MicroGrid за рахунок внесення змін до методу управління, що дозволило підвищити ефективність MicroGrid та наростити можливості генерації енергії.

4. Аналітично показано, що запропоноване рішення щодо управління MicroGrid кількісно перевищує існуючі звичайні методи збору енергії на 18,5% за рахунок зниження втрат та врахування погодних умов в реальному часі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. M. Ross, C. Abbey, Y. Brissette, et al. Photovoltaic inverter characterization testing on a physical distribution system, in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
2. H. Farhangi, G. Joos. Microgrid Planning and Design: A Concise Guide. [Electronic resource]. - Access Mode: <http://ieeexplore.ieee.org/book/8671408>, 2019.
3. Lasseter, R.H. and Paigi, P. (2004) Microgrid: A conceptual solution, in IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen.
4. Lasseter, R.H. (2011) Smart distribution: Coupled microgrids. Proceedings of the IEEE.
5. Lasseter, R., Akhil, A., Marnay, C. et al. (2002) White Paper on Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS Microgrid Concept. CA: Tech. Rep. LBNL-50829, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS).
6. Lasseter R. and Eto J. US Department of Energy (2010) Value and technology assessment to enhance the business case for the CERTS microgrid.
7. Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., and Murray, C. (2007) Microgrids. IEEE Power and Energy Magazine.
8. Kroposki, B., Lasseter, R., Ise, T. et al. (2008) Making microgrids work. IEEE Power and Energy Magazine.
9. Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., and Dimeas, A. (2008) Microgrid management control and operation aspects of microgrids. IEEE Power & Energy Magazine.
10. Adamiak, M., Bose, S., Liu, Y. et al. (2014) Tieline controls in microgrid applications, in Proceedings of International Workshop on Trustworthiness of Smart Grids(ToSG), Atlanta.
11. International Electrotechnical Commission (2014) White paper on microgrids for disaster preparedness and recovery. Geneva. [Electronic resource]. - Access Mode: <https://www.iec.ch/whitepaper/microgrids> .

12. Kaur P, Jain S, and Jhunjhunwala A (2015) Solar-DC deployment experience in off-grid and near off-grid homes: Economics, technology and policy analysis, in IEEE International Conference on DC Microgrids, Atlanta. [Electronic resource]. - Access Mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7152004> .
13. N. Hatziargyriou. Microgrids: Architectures and Control. [Electronic resource]. - Access Mode: <http://ieeexplore.ieee.org/book/6685216>, 2014.
14. Katiraei, F. et al. (2008) Microgrids management. IEEE Power and Energy Magazine.
15. W3C [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.w3.org> .
16. Steinherz Hippert, H., Pedreira, C.E. and Souza, C.S. (2001) Neural Networks for short-term load forecasting, a review and evaluation. IEEE T. Power Syst..
17. Taylor, J. (2008) An evaluation of methods for very short-term electricity demand forecasting using minute-by-minute British data. Int. J. Forecasting.
18. Garcia-Martos, C., Rodriguez, J. and Sanchez, M.J. (2011) Forecasting electricity prices and their volatilities using unobserved components. Energ. Econ.
19. Tsikalakis, A.G. and Hatziargyriou, N.D. (2008) Centralized control for optimizing microgrids operation. IEEE T. Energy Conver., 23.
20. Hatziargyriou, N.D., Dimeas, A. and Tsikalakis, A. (2005) Centralised and decentralized control of microgrids. Int. J. Distr. Energ. Resours.
21. Kariniotakis, G.N., Stavrakakis, G.S. and Nogaret, E.F. (1996) Wind power forecasting using advanced neural networks models. IEEE T. Energy Conver.
22. Sideratos, G. and Hatziargyriou, N. (2012) Probabilistic wind power forecasting using radial basis function neural networks. IEEE T. Power Syst.
23. Nogales, F.J. et al. (2002) Forecasting next-day electricity prices by time series models. IEEE T. Power Syst.

24. Korres, G.N., Hatziaargyriou, N.D. and Katsikas, P.J. (2011) State estimation in multi-microgrids. Euro. Trans. Electr. Power Special Issue: Microgrids and Energy Management.
25. Samarakoon, K., Wu, J., Ekanayake, J. and Jenkins, N. (2011) Use of Delayed Smart Meter Measurements for Distribution State Estimation. IEEE PES General Meeting, July 2011.
26. Cobelo, I., Shafiu, A., Jenkins, N. and Strbac, G. (2007) State estimation of networks with distributed generation. Eur. Trans. Electr. Power.
27. M. Nasri, H. Farhangi, A. Palizban, et al. "Multi-agent control system for real-time adaptive VVO/CVR in Smart Substation," in Electrical Power and Energy Conference (EPEC), IEEE, 2012.
28. Haddadi, A., Yazdani, A., Joos, G. et al. (2014). A gain-scheduled decoupling control strategy for enhanced transient performance and stability of an islanded active distribution network. IEEE Trans. Power Delivery.
29. B. Jie, T. Tsuji, K. Uchida. Analysis and modelling regarding frequency regulation of power systems and power supply–demand control based on penetration of renewable energy sources, The Journal of Engineering, vol. 2017.
30. A. Tuohy, J. Zack, S. E. Haupt, J. Sharp, M. Ahlstrom, S. Dise, E. Gritmit, C. Mohrlen, M. Lange, M. G. Casado, J. Black, M. Marquis, and C. Collier. Solar forecasting: Methods, challenges, and performance, IEEE Power and Energy Magazine, 2015.
31. A. Tripathi, K. B. Sahay. Modeling & simulation of proposed grid connected 10 MW solar PV array power plant at Lucknow. In Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), IEEE International Conference, 2016.
32. Engin Karatepe, Mutlu Boztepe, Metin Cola. Neural network based solar cell model, Energy Conversion and Management, 2006.
33. R. K. Varma, M. Salama. Large-Scale Photovoltaic Solar Power Integration in Transmission and Distribution Networks, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting.

34. A. Hirscha, Y. Paraga, and J. Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018.
35. A. Merabet, L. Labib, A.M.Y.M. Ghias, C. Ghenai, and T. Salameh. Robust feedback linearizing control with sliding mode compensation for a grid-connected photovoltaic inverter system under unbalanced grid voltages, *IEEE J. Photovolt.*, 2017.
36. A. Merabet, K. T. Ahmed, H. Ibrahim, R. Beguenane, and A.M.Y.M. Ghias. Energy management and control system for laboratory scale microgrid based wind-PV-battery, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2017.
37. M. Chlela, G. Joos, M. Kassouf, et al. Real-time testing platform for microgrid controllers against false data injection cybersecurity attacks, in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016.
38. Armstrong, S., and W. G. Hurley. A new methodology to optimise solar energy extraction under cloudy conditions, *Renewable energy*, 2010.
39. El Kadmiri, Zakaria, et al. A novel solar tracker based on omnidirectional computer vision, *Journal of Solar Energy* 2015.
40. Sefa, Ibrahim, Mehmet Demirtas, and Ilhami Çolak, Application of one-axis sun tracking system, *Energy conversion and Management*, 2009.
41. Ferdaus, Rashid Ahammed, et al. Energy efficient hybrid dual axis solar tracking system, *Journal of Renewable Energy*, 2014.
42. Yazidi, A., et al. Low cost two-axis solar tracker with high precision positioning, 2006 First International Symposium on Environment Identities and Mediterranean Area. IEEE, 2006.
43. Quesada, Guillermo, et al. Tracking strategy for photovoltaic solar systems in high latitudes, *Energy conversion and Management*, 2015.
44. K. R. Padiyar ; Anil M. Kulkarni. Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids. [Electronic resource]. - Access Mode: <http://ieeexplore.ieee.org/book/8671408>, 2019.